



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISIS HARMONISA PADA SISTEM *AC-DC HYBRID*  
*MICROGRID* MENGGUNAKAN ETAP**

Kevin Razak Alfian  
NRP 2213100123

Dosen Pembimbing  
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D  
Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017



***FINAL PROJECT - TE 141599***

## **HARMONIC ANALYSIS OF AC-DC HYBRID MICROGRID WITH ETAP**

Kevin Razak Alfian  
NRP 2213100123

Supervisors

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D  
Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT

DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan “Analisis Harmonisa pada Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* Menggunakan ETAP” adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun merujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 5 Juni 2017



Kevin Razak Alfian  
NRP 2213100123

**ANALISIS HARMONISA  
PADA SISTEM AC-DC HYBRID MICROGRID  
MENGUNAKAN ETAP**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

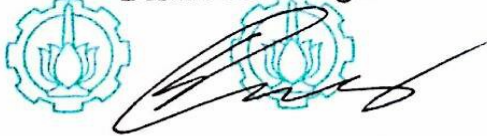
**Menyetujui:**

**Dosen Pembimbing I**

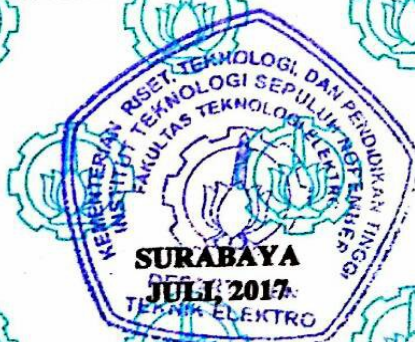


**Prof. Ir. Ontoseno P. M.Sc. Ph.D  
NIP. 194907151974121001**

**Dosen Pembimbing II**



**Dimas Fajar U.P., ST, MT  
NIP. 198811082012121001**



# **ANALISIS HARMONISA PADA SISTEM *AC-DC HYBRID MICROGRID* MENGUNAKAN ETAP**

Nama Mahasiswa : Kevin Razak Alfian  
NRP : 2213100123  
Dosen Pembimbing 1 : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D  
Dosen Pembimbing 2 : Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

## **ABSTRAK**

*Microgrid* tergolong dalam teknologi yang berkembang cukup pesat dan menarik perhatian dunia dalam menghadapi krisis energi dan polusi. Terdapat tiga jenis struktur *microgrid*: *AC*, *DC*, dan *AC-DC hybrid microgrid*. Karena terdiri dari bus *AC* dan bus *DC*, *AC-DC hybrid microgrid* dapat menghubungkan lebih banyak jenis *Distributed Generation* (DG) serta rugi-rugi konverter yang lebih kecil, sehingga menjadikannya lebih ekonomis dan andal dibanding jenis *microgrid* lain. Karena adanya penggunaan perangkat nonlinier, distorsi harmonisa pada *microgrid* menjadi masalah yang perlu dipecahkan. Pada tugas akhir ini, sistem *AC-DC hybrid microgrid* disimulasikan dengan *DC load flow* dan *AC load flow* menggunakan *software* ETAP. Kemudian karakteristik penyebaran harmonisa pada sistem yang diperoleh dari simulasi *harmonic load flow* juga dianalisis. Hasil dari tugas akhir ini berupa rancangan filter harmonisa yang dapat meredam distorsi harmonisa dan memperbaiki faktor daya.

Kata kunci: *AC-DC hybrid microgrid*, *Distributed Generation*, harmonisa, filter harmonisa

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# **HARMONIC ANALYSIS OF AC-DC HYBRID MICROGRID BASED ON ETAP**

Student Name : Kevin Razak Alfian  
NRP : 2213100123  
Supervisor 1 : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D  
Supervisor 2 : Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

## **ABSTRACT**

Microgrid belongs to a rapidly growing technology that attracts attention of the world in the face of energy crisis and pollution. There three main types of microgrid structure: AC, DC, and AC-DC hybrid microgrid. Because its consists of AC bus and DC bus, AC-DC hybrid microgrid can connect many types of Distributed Generation (DG) and low converter losses, making it more economical and reliable than other microgrid types. The use of non-linear devices causes harmonic distortion becomes a problem to be solved. In this final project, AC-DC hybrid microgrid system will be simulated with DC load flow and AC load flow in ETAP. Then, the characteristics of harmonic distribution in system obtained from harmonic load flow are also will be analyzed. The final result of this final project is a filter design that can reduce harmonic distortion and improve power factor.

Keywords: AC-DC hybrid microgrid, Distributed Generation, harmonic, harmonic filter

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puji syukur kita panjatkan kehadiran Allah karena Rahmat dan KaruniaNya penulis dapat menyelesaikan penulisan Tugas Akhir ini dengan judul “Analisis Harmonisa pada Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* Menggunakan ETAP”.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan Program Sarjana I Departemen Teknik Elektro di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Hingga terselesaikannya Tugas Akhir ini, berbagai pihak telah banyak memberikan bantuan. Oleh karena itu diucapkan terima kasih kepada:

- Ayah dan Ibu yang selalu mendoakan dan mendukung
- Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D, sebagai pembimbing I selaku Kepala Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga
- Bapak Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT, sebagai pembimbing II
- Asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga
- Teman-teman Departemen Teknik Elektro

Diharapkan tugas akhir ini bermanfaat sebagai bahan referensi untuk penelitian selanjutnya.

Surabaya, 5 Juni 2017

Penyusun

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK .....	i
ABSTRACT.....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL .....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	1
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan .....	2
1.5 Metodologi .....	2
1.6 Sistematika Penulisan .....	3
1.7 Relevansi .....	4
BAB 2 TEORI PENUNJANG .....	5
2.1 <i>Distributed Generation</i> .....	5
2.2 <i>Microgrid</i> .....	7
2.3 Harmonisa .....	9
2.4 Filter Harmonisa .....	14
BAB 3 HARMONISA PADA SISTEM <i>AC-DC HYBRID MICROGRID</i> DAN METODE SIMULASI .....	17
3.1 Harmonisa pada <i>Photovoltaic</i> .....	17
3.2 Harmonisa pada <i>Wind Turbine</i> .....	21
3.3 Metode Simulasi.....	22
BAB 4 ANALISIS DAN SIMULASI.....	25
4.1 Sistem <i>AC-DC Hybrid Microgrid</i> .....	25
4.1.1 Harmonisa pada <i>photovoltaic</i> .....	26
4.1.2 Harmonisa pada <i>wind Turbine</i> .....	26
4.1.3 Harmonisa pada <i>converter</i> .....	26
4.1.4 Harmonisa pada <i>inverter</i> .....	27
4.1.5 Harmonisa pada beban non linier.....	28
4.2 Simulasi <i>DC Load Flow</i> .....	31

4.3 Simulasi <i>AC Load Flow</i> .....	33
4.2.1 Kondisi eksisting tegangan dan faktor daya.....	33
4.2.2 Perbaikan profil tegangan dan faktor daya.....	33
4.4 Simulasi <i>Harmonic Load Flow</i> .....	34
4.5 Perancangan Filter Harmonisa.....	36
4.5.1 Kasus 1.....	36
4.5.2 Kasus 2a.....	41
4.5.3 Kasus 3a.....	44
4.6 Pengaruh Filter Harmonisa Terhadap Tingkat Harmonisa.....	46
4.6.1 Kasus 1.....	46
4.6.2 Kasus 2a.....	47
4.6.3 Kasus 2b.....	48
4.7 Pengaruh Filter Harmonisa Terhadap Faktor Daya.....	49
4.7.1 Kasus 1.....	49
4.7.2 Kasus 2a.....	49
4.7.3 Kasus 2b.....	49
BAB 5 PENUTUP.....	51
5.1 Kesimpulan.....	51
5.2 Saran.....	51
DAFTAR PUSTAKA.....	53
LAMPIRAN.....	55
BIODATA PENULIS.....	81

# TABLE OF CONTENT

COVER PAGE	
SHEET OF AUTENTICITY	
ABSTRAK .....	i
ABSTRACT.....	iii
PREFACE .....	v
TABLE OF CONTENT .....	vii
LIST OF FIGURES .....	ix
LIST OF TABLES .....	xi
CHAPTER 1 PRELIMINARY .....	1
1.1 Backgrounds .....	1
1.2 Problems .....	1
1.3 Problem Limitation.....	2
1.4 Objectives .....	2
1.5 Methodology .....	2
1.6 Systematics .....	3
1.7 Relevansi .....	4
CHAPTER 2 SUPPORTING THEORIES .....	5
2.1 Distributed Generation .....	5
2.2 Microgrid .....	7
2.3 Harmonics .....	9
2.4 Harmonic Filter .....	14
CHAPTER 3 HARMONICS IN AC-DC HYBRID MICROGRID SYSTEM AND METHOD OF SIMULATION .....	17
3.1 Harmonic in Photovoltaic.....	17
3.2 Harmonic in Wind Turbine.....	21
3.3 Method of Simulation.....	22
CHAPTER 4 SIMULATION AND ANALYSIS.....	25
4.1 Sistem AC-DC Hybrid Microgrid.....	25
4.1.1 Harmonic in photovoltaic.....	26
4.1.2 Harmonic in wind Turbine.....	26
4.1.3 Harmonic in converter.....	26
4.1.4 Harmonic in inverter.....	27
4.1.5 Harmonic in non linear loads.....	28
4.2 DC Load Flow Simulation.....	31

4.3 AC Load Flow Simulation.....	33
4.2.1 Existing condition of voltage and power factor.....	33
4.2.2 Voltage and power factor profile improvement.....	33
4.4 Harmonic Load Flow Simulation.....	34
4.5 Harmonic Filter Design .....	36
4.5.1 Case 1.....	36
4.5.2 Case 2a.....	41
4.5.3 Case 2b.....	44
4.6 Effect of Harmonic Filter Against Harmonic Level.....	46
4.6.1 Case1.....	46
4.6.2 Case 2a.....	47
4.6.3 Case 2b.....	48
4.7 Effect of Harmonic Filter Against Power Factor.....	49
4.7.1 Case 1.....	49
4.7.2 Case 2a.....	49
4.7.3 Case 2b.....	49
CHAPTER 5 CLOSING.....	51
5.1 Conclusion.....	51
5.2 Suggestion.....	51
BIBLIOGRAPHY.....	53
ATTACHMENT.....	55
AUTHOR BIODATA.....	81

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Sistem <i>AC-DC hybrid microgrid</i> .....	8
Gambar 2.2	Filter <i>single-tuned</i> .....	14
Gambar 3.1	Radiasi sinar matahari pada kondisi hari normal.....	17
Gambar 3.2	Radiasi sinar matahari pada kondisi radiasi rendah.....	17
Gambar 3.3	Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi rendah.....	18
Gambar 3.4	Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi sedang.....	18
Gambar 3.5	Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi tinggi.....	19
Gambar 3.6	Tingkat arus harmonisa yang dibangkitkan oleh dua jenis <i>wind farm</i> .....	22
Gambar 4.1	<i>Single line diagram</i> Sistem <i>AC-DC hybrid microgrid</i> .....	30
Gambar 4.2	Hasil simulasi <i>DC load flow</i> .....	32

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Klasifikasi DG berdasarkan kapasitas pembangkitan .....	5
Tabel 2.2	Standar harmonisa tegangan berdasarkan IEEE std 519-2014.....	12
Tabel 2.3	Batas distorsi arus untuk sistem 120 V sampai 69 kV.....	12
Tabel 2.4	Batas distorsi arus untuk sistem 69 kV sampai 161 kV....	13
Tabel 2.5	Batas distorsi arus untuk sistem di atas 161 kV.....	13
Tabel 3.1	Tingkat harmonisa pada beberapa tipe <i>inverter</i> .....	20
Tabel 4.1	Data pembangkit pada <i>AC-DC Hybrid Microgrid</i> .....	25
Tabel 4.2	Data kabel pada <i>AC-DC Hybrid Microgrid</i> .....	26
Tabel 4.3	Data harmonisa pada <i>inverter photovoltaic</i> .....	26
Tabel 4.4	Data harmonisa pada <i>converter</i> .....	27
Tabel 4.5	Data harmonisa pada <i>inverter</i> .....	27
Tabel 4.6	Data tingkat harmonisa <i>Typical-IEEE 6 pulse</i> .....	28
Tabel 4.7	Data tingkat harmonisa pada Harmonic1.....	28
Tabel 4.8	Data tingkat harmonisa pada Harmonic2 .....	29
Tabel 4.9	Nilai tegangan tiap bus DC.....	31
Tabel 4.10	Aliran daya DC pada <i>inverter</i> dan <i>converter</i> .....	31
Tabel 4.11	Nilai tegangan dan faktor daya .....	33
Tabel 4.12	Nilai harmonisa tegangan pada kasus 1.....	34
Tabel 4.13	Nilai harmonisa arus pada kasus 1.....	34
Tabel 4.14	Nilai harmonisa tegangan pada kasus 2a.....	35
Tabel 4.15	Nilai harmonisa arus pada kasus 2a.....	35
Tabel 4.16	Nilai harmonisa tegangan pada kasus 2b.....	35
Tabel 4.17	Nilai harmonisa arus pada kasus 2b.....	35
Tabel 4.18	Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 1.....	46
Tabel 4.19	Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 1.....	46
Tabel 4.20	Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 2a .....	47
Tabel 4.21	Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 1.....	47
Tabel 4.22	Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 2a.....	48

Tabel 4.23	Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 2b.....	48
Tabel 4.24	Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 1.....	49
Tabel 4.25	Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 2a.....	49
Tabel 4.26	Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter <i>single-tuned</i> pada kasus 2b.....	49

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Maraknya isu krisis energi dan pencemaran lingkungan menyebabkan perkembangan *Dsitributed Generation* (DG) dan teknologi *microgrid* berkembang pesat. Berdasarkan strukturnya, *microgrid* dibagi menjadi tiga jenis. Yaitu *AC microgrid*, *DC microgrid*, dan *AC-DC Hybrid Microgrid*. Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* terdiri dari bus AC dan bus DC yang terhubung dengan inverter. *AC-DC Hybrid Microgrid* memiliki fleksibilitas dan keandalan yang baik serta ekonomis, sehingga prospek pengembangannya lebih baik [1].

Seiring berkembangnya teknologi elektronika daya beberapa tahun terakhir, arus harmonisa dalam jumlah yang besar masuk ke sistem. Sumber harmonisa dapat berupa *converter*, *inverter*, dan beban nonlinier. Untuk sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*, harmonisa merupakan salah satu permasalahan utama yang perlu dikaji. Secara umum, distorsi harmonisa dapat dicirikan oleh dua parameter utama, yaitu *Individual Harmonic Distortion* (IHD) dan *Total Harmonic Distortion* (THD). IHD adalah rasio RMS dari komponen harmonisa orde tertentu terhadap fundamental. Sedangkan THD adalah rasio dari RMS semua komponen harmonisa terhadap fundamental [1]. Terdapat standar IHD dan THD yang diizinkan pada batas tertentu yang bervariasi tergantung tegangan kerja. Untuk memenuhi standar tersebut, dapat dipasang filter harmonisa yang berguna untuk meredam harmonisa [2]. Pada tugas akhir ini digunakan filter pasif *single-tuned* untuk meredam harmonisa satu orde tertentu.

### 1.2 Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah:

1. Simulasi *AC load flow* dan *DC load flow* dari sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*.
2. Simulasi harmonisa untuk mengetahui besarnya IHD dan THD pada tiap titik tegangan.

3. Pengaruh nilai dan lokasi beban nonlinier terhadap distorsi harmonisa sistem.
4. Perancangan filter *single-tuned* yang sesuai untuk meredam harmonisa dan memperbaiki faktor daya sistem.

### 1.3 Batasan Masalah

Pada tugas akhir ini, terdapat batasan masalah:

1. Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* dari referensi[1] disimulasikan pada ETAP 12.6.0.
2. Simulasi berupa *DC load flow*, *AC load flow*, dan *harmonic load flow*.
3. Jenis filter yang digunakan adalah filter pasif *single-tuned*.

### 1.4 Tujuan

Tujuan penulisan tugas akhir ini adalah:

4. Mengetahui pengaruh nilai dan lokasi beban nonlinier terhadap distorsi harmonisa sistem.
5. Mengetahui rancangan filter *single-tuned* yang sesuai dengan kondisi sistem.
6. Mengetahui pengaruh pemasangan filter *single-tuned* terhadap distorsi harmonisa dan faktor daya pada tiap bus.

### 1.5 Metodologi

Pada tugas akhir ini akan disimulasikan sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Hasil dari analisis yang diperoleh digunakan untuk merancang filter *single-tuned* untuk meredam harmonisa dan memperbaiki faktor daya. Tahapan untuk menyelesaikan tugas akhir ini yaitu:

1. Studi literatur dan pengumpulan data  
Literatur yang akan digunakan berupa *paper*, jurnal dan *text book*. Dalam studi literatur ini akan dipelajari teori-teori pendukung seperti sistem *microgrid*, harmonisa, filter harmonisa, dan lain-lain.

2. Simulasi  
Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* akan disimulasikan menggunakan *software* ETAP 12.6.0. Simulasi tersebut terdiri dari simulasi *DC load flow*, *AC load flow*, serta *harmonic load flow*. Setelah filter *single-tuned* dirancang, sistem akan disimulasikan lagi untuk membandingkan tingkat harmonisa dan faktor daya pada sistem tanpa filter dan sistem dengan filter.
3. Perancangan filter *single-tuned*  
Data yang diperoleh dari hasil simulasi akan dianalisis untuk mengetahui karakteristik penyebaran harmonisa pada sistem. Serta digunakan untuk perhitungan dalam merancang filter *single-tuned* yang berfungsi meredam harmonisa dan memperbaiki faktor daya.
4. Penarikan kesimpulan dan penyusunan laporan  
Setelah dilakukan simulasi dan analisis, kemudian akan ditarik kesimpulan dan penyusunan laporan tugas akhir.

## 1.6 Sistematika Penulisan

- BAB I : Pendahuluan  
Pada bab ini dibahas mengenai latar belakang, permasalahan, pembatasan masalah, tujuan, metodologi, serta relevansi dari Tugas Akhir ini.
- BAB II : Teori Penunjang  
Pada bab ini dibahas teori penunjang yang digunakan pada Tugas Akhir ini. Di antaranya mengenai *distributed generation*, *microgrid*, harmonisa, serta filter harmonisa.
- BAB III : Harmonisa pada Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* dan Metode Simulasi  
Pada bab ini dibahas mengenai faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat harmonisa yang bangkit pada

- PV dan *wind turbine*. Serta metode simulasi sistem *AC-DC hybrid microgrid* pada ETAP.
- BAB IV : Simulasi dan Analisis  
Pada bab ini dibahas mengenai *DC load flow*, *AC load flow*, dan *harmonic load flow* dari sistem *AC-DC hybrid microgrid*. Serta perancangan filter harmonisa.
- BAB V : Penutup  
Pada bab ini dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan Tugas Akhir ini.

## 1.7 Relevansi

Relevansi dari tugas akhir ini diharapkan hasil analisis harmonisa pada sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* dapat digunakan sebagai referensi untuk penelitian lebih lanjut. Selain itu, filter *single-tuned* yang akan dirancang diharapkan dapat meredam distorsi harmonisa dan memperbaiki faktor daya sehingga dapat meningkatkan kualitas daya listrik pada sistem tersebut.

## BAB 2

### TEORI PENUNJANG

#### 2.1 *Distributed Generation*

*Distributed Generation* (DG) menurut IEEE didefinisikan sebagai pembangkit yang menghasilkan energi dengan kapasitas yang lebih kecil dari pusat pembangkit konvensional serta dapat dipasang pada hampir semua titik sistem tenaga listrik. Sedangkan CIGRE mendefinisikan *Distributed Generation* (DG) sebagai unit pembangkit dengan kapasitas kurang dari 50 MW yang dipasang pada jaringan distribusi [3].

Umumnya DG berupa pembangkit energi terbarukan seperti *photovoltaic*, *wind turbine*, *fuel cell*, biomassa, biogas, dan lain-lain. Namun DG dapat juga berupa energi non terbarukan seperti mesin diesel, *steam turbine*, dan lain-lain [4].

Dibanding pembangkit konvensional, DG sangat fleksibel dalam beradaptasi dengan kemajuan teknologi. Hal ini dikarenakan ukuran yang kecil dan konstruksi yang lebih sederhana. Selain dapat meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik, pemasangan DG pada daerah dekat beban dapat mengurangi rugi-rugi saluran. Kemudian kelebihan lain dari DG dibanding pembangkit konvensional yaitu emisi yang dihasilkan DG tergolong rendah.

Banyaknya variasi kapasitas DG dapat memberikan permasalahan tersendiri. Oleh karena itu, DG diklasifikasikan berdasarkan kapasitas pembangkitannya yang ditunjukkan pada tabel berikut.

**Tabel 2.1** Klasifikasi DG berdasarkan kapasitas pembangkitan [3]

Jenis DG	Kapasitas Pembangkitan
<i>Micro DG</i>	1 Watt – 5 kW
Small DG	5kW – 5 MW
Medium DG	5 MW – 50 MW
Large DG	50 MW – 300 MW

### **2.1.1 Photovoltaic**

*Photovoltaic* (PV) merupakan pembangkit energi terbarukan yang bekerja dengan cara mengubah energi sinar matahari menjadi energi listrik. Energi listrik yang dibangkitkan PV berupa arus searah, sehingga diperlukan inverter agar dapat terhubung dengan jaringan AC.

Namun, daya yang dibangkitkan PV sangat bervariasi seiring perubahan cuaca. Oleh karena itu diperlukan kontrol untuk mencapai efisiensi semaksimal mungkin. Yaitu dengan menggunakan teknik *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) yang dapat memaksimalkan daya yang dibangkitkan PV dalam berbagai kondisi cuaca [12].

PV tersusun dari komponen semikonduktor dan tidak terdapat komponen berputar sehingga tidak menimbulkan polusi udara dan suara. Kelebihan lain dari PV yaitu dapat beroperasi dengan baik pada kondisi *grid* terhubung maupun tidak terhubung. Selain itu, karena konstruksi PV berupa desain modular, kapasitas pembangkitan daya tambahan dapat dengan mudah dipasang pada sistem.

Seperti pembangkit energi terbarukan lainnya, PV tidak bisa terus bekerja secara optimal dan tidak semua daerah cocok dipasang PV karena sangat bergantung pada intensitas sinar matahari. Persoalan lain mengenai PV yaitu biaya instalasi yang relatif lebih mahal dibanding pembangkit listrik lain jika dilihat dari kapasitas energi yang dibangkitkan.

### **2.1.2 Wind turbine**

*Wind turbine* juga merupakan pembangkit energi terbarukan. Sumber utamanya berupa angin yang diubah menjadi energi listrik. Angin dengan kecepatan tertentu melewati kincir dan memutarnya. Turbin angin akan berputar dengan kecepatan tertentu dan terhubung pada rotor generator. Rotor yang berputar pada medan magnet akan menimbulkan gaya gerak listrik dan menghasilkan energi listrik.

Seperti halnya PV, *wind turbine* tidak dapat bekerja optimal secara terus menerus. Kualitas daya listrik yang dibangkitkan tergantung dari kecepatan angin dan jenis generator pada *wind turbine*. Pada *wind turbine*, terdapat beberapa jenis generator. Di antaranya *Fixed Speed Induction Generator* (FSIG), *Permanent Magnetic Synchronous Generator* (PMSG), serta *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG).



### **2.1.3 Baterai**

Baterai merupakan perangkat penyimpanan energi listrik. Pada sistem *microgrid*, baterai memiliki peran yang cukup penting dalam menjaga kualitas daya listrik. Hal ini dikarenakan pembangkit terbarukan tidak dapat terus menerus menghasilkan energi listrik secara stabil. Namun demikian, biaya instalasi dan atau perawatan baterai cukup mahal. Hal ini dikarenakan umur baterai yang sangat tergantung dari seringnya *charge-discharge*.

## **2.2 Microgrid**

*Microgrid* merupakan sistem tenaga kecil yang relatif tidak bergantung pada jaringan *utility*. *Microgrid* terdiri dari *Distributed Generation* (DG), *Energy Storage Device* (ESD), sistem monitor, serta beban [1]. Terdapat dua jenis pembangkit yang dapat digunakan pada *microgrid*. Yaitu pembangkit energi terbarukan dan pembangkit energi non terbarukan [4]. ESD memiliki fungsi “memotong puncak dan mengisi lembah”, yang mengurangi dampak pemasangan DG, serta memastikan kontinuitas pasokan daya yang dibutuhkan oleh beban penting. Sedangkan sistem monitor berfungsi untuk mengawasi, mengontrol, dan sebagai pengaman sistem *microgrid* [1].

### **2.2.1 Jenis *microgrid* secara umum**

Umumnya, *microgrid* diklasifikasikan menjadi tiga jenis [12]:

#### **2.2.1.1 Residential *microgrid***

*Microgrid* jenis ini digunakan pada perumahan penduduk, komunitas, dan lain-lain. Permasalahan utama yang perlu diperhatikan pada *residensial microgrid* yaitu kestabilan dan keandalan sistem. Hal ini dikarenakan seringnya perubahan antara mode *grid* terhubung dengan mode *islanding*.

#### **2.2.1.2 Remote *microgrid***

*Microgrid* jenis ini diaplikasikan pada daerah pedalaman atau kepulauan yang sulit dijangkau *utility*.

### 2.2.1.3 *Mobile Microgrid*

*Microgrid* jenis ini diaplikasikan di kemiliteran karena mudah dipindahkan dari suatu tempat ke tempat lain.

## 2.2.2 *Jenis microgrid secara struktur*

Berdasarkan strukturnya, *microgrid* dibagi menjadi tiga[1]:

### 2.2.2.1 *AC microgrid*

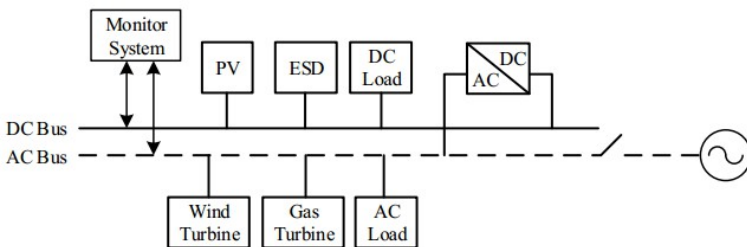
*AC microgrid* memiliki kelebihan dalam pengubahan tingkat tegangan pada sisi pembangkitan, transmisi, dan beban. Selain itu, peralatan listrik AC relatif lebih murah dibanding peralatan listrik DC.

### 2.2.2.2 *DC microgrid*

*DC microgrid* tidak memerlukan sinkronisasi tambahan untuk menyesuaikan magnitudo tegangan, sudut fasa, maupun frekuensi yang diperlukan dalam sistem AC. Karena efisiensi, kestabilan, dan keandalan yang lebih baik, pilihan *DC microgrid* muncul dalam teknologi *microgrid*.

### 2.2.2.3 *AC-DC hybrid microgrid*

Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* terdiri dari bus AC dan bus DC yang terhubung dengan inverter. *AC-DC Hybrid Microgrid* memiliki fleksibilitas dan keandalan yang baik serta ekonomis. [1]



**Gambar 2.1** Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* [1]

## 2.3 Harmonisa

Harmonisa pada sistem tenaga adalah tegangan dan arus sinusoidal dengan frekuensi kelipatan bilangan bulat dari frekuensi dasar. Sumber harmonisa menyuntikkan sejumlah besar komponen harmonik ke *microgrid*, yang menyebabkan tegangan bus dan arus saluran dalam sistem menjadi nonsinusoidal. Hal ini tidak hanya menyebabkan rugi-rugi harmonik dan mengganggu operasi normal perangkat, namun juga menyebabkan resonansi pada sistem.

### 2.3.1 Dampak harmonisa

Distorsi harmonisa pada sistem dapat mengakibatkan kerugian secara teknis maupun ekonomis, di antaranya:

- Resonansi seri atau paralel terhadap *capacitor bank*. Rangkaian resonansi seri atau paralel terbentuk dari adanya sumber harmonisa, kapasitansi *capacitor bank*, serta induktansi dari transformator. Resonansi seri menyebabkan tingginya arus yang dapat merusak beban seperti motor. Sedangkan resonansi paralel menyebabkan tingginya tegangan yang dapat merusak *capacitor bank*.
- Pemanasan berlebih dan kegagalan pada kapasitor, transformator, motor dan sebagainya.
- Trip CB atau fuse yang tak terkontrol
- Merusak peralatan elektronik
- Peningkatan rugi-rugi saluran dan drop tegangan dikarenakan kenaikan arus total akibat adanya arus harmonisa.

### 2.3.2 Sumber harmonisa

Harmonisa umumnya terbangkitkan dari proses pensaklaran atau biasa dikenal sebagai elektronika daya. Perangkat elektronika daya dapat berupa beban nonlinier, konverter, dan inverter. Selain itu, harmonisa dapat muncul dari mesin berputar, *arcing device*, serta magnetisasi nonlinier pada transformator. [7]

### 2.3.3 Parameter harmonisa

Distorsi harmonisa dinyatakan dalam parameter-parameter sebagai berikut:

#### 2.3.3.1 *Individual harmonic distortion (IHD)*

IHD adalah rasio RMS dari komponen harmonisa urutan tertentu dibanding fundamental. IHD berlaku untuk harmonisa tegangan maupun harmonisa arus.

$$\text{IHD} = \frac{U_n}{U_1}$$

$$\text{IHD} = \frac{I_n}{I_1}$$

$U_n$  merupakan nilai rms dari tegangan harmonisa orde tertentu dan  $U_1$  merupakan nilai rms dari tegangan fundamental. Sedangkan  $I_n$  adalah nilai rms dari arus harmonisa orde tertentu dan  $I_1$  adalah nilai rms dari arus fundamental.

#### 2.3.3.2 *Total harmonic distortion (THD)*

THD adalah rasio dari RMS semua komponen harmonisa dibanding dengan fundamental.

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{U_2^2 + U_3^2 + U_4^2 + \dots}}{U_1}$$

#### 2.3.3.3 *Total demand distortion (TDD)*

TDD adalah rasio dari RMS arus harmonisa dibanding arus beban *demand* maksimum.

$$\text{TDD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}}{I_L}$$

#### 2.3.3.4 Distorsi faktor daya

Harmonisa juga dapat mempengaruhi nilai faktor daya dari sistem. Sistem yang mengandung harmonisa memiliki faktor daya sebagai berikut.

$$pf = \frac{P}{S}$$

$$pf = \frac{\sqrt{3} V_1 I_1 \cos \phi}{\sqrt{3} V_1 I_1}$$

$$pf = \frac{\sqrt{3} V_1 I_1 \cos \phi}{\sqrt{3} V_1 \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots}}$$

$$pf = \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2}} * \cos \phi$$

Dengan  $\cos \phi$  adalah faktor daya pada frekuensi fundamental atau *displacement power factor*. Sedangkan *pf* adalah faktor daya dengan memperhitungkan harmonisa atau disebut *true power factor*.

#### 2.3.4 Standar harmonisa

Kebanyakan negara telah mengembangkan standar atau rekomendasi harmonisa yang sesuai dengan kondisi negara tersebut. Namun dengan adanya perkembangan jual beli tingkat global, peralatan listrik yang diproduksi pada suatu negara harus dapat menyesuaikan standar di negara lain. Oleh karena itu diperlukan standar yang berlaku secara internasional. Pengembangan standar harmonisa terpusat pada permasalahan-permasalahan berikut yang diperoleh dari referensi [7]:

- Deskripsi dan karakteristik fenomena
- Sumber utama harmonisa
- Dampak pada peralatan lain dan pada sistem tenaga
- Pedoman dan teknik pengukuran
- Batas emisi untuk tipe peralatan yang berbeda
- Tingkat toleransi untuk tipe peralatan yang berbeda
- Pedoman keringanan

Standar mengenai batasan harmonisa tegangan dan harmonisa arus diatur pada IEEE 519-2014 [2].

**Tabel 2.2** Standar harmonisa tegangan berdasarkan IEEE 519-2014

Bus Voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion (%)
$V < 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5*

\*Sistem tegangan tinggi dapat memiliki THD lebih dari 2.0% dikarenakan terminal HVDC yang berpengaruh akan melemah pada titik di suatu jaringan yang kemungkinan pengguna baru akan terhubung di masa mendatang.

**Tabel 2.3** Batas distorsi arus untuk sistem 120 V sampai 69 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of IL						
Individual harmonic order (odd harmonic) <sup>a, b</sup>						
$I_{sc}/I_L$	$3 < h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h < 50$	TDD
$< 20^c$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$> 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

<sup>a</sup>Harmonisa orde genap dibatasi hingga 25% dari batas harmonisa orde ganjil di atas.

<sup>b</sup>Distorsi arus yang dihasilkan pada dc offset, seperti converter setengah gelombang, tidak diizinkan.

<sup>c</sup>Semua peralatan pembangkit tenaga dibatasi hingga nilai distorsi arus ini, tanpa memperhatikan  $I_{sc}/I_L$  actual.

$I_{sc}$  = arus hubung singkat maksimal pada PCC

$I_L$  = arus beban maksimal (komponen frekuensi fundamental) pada PCC dalam kondisi operasi beban normal.

**Tabel 2.4** Batas distorsi arus untuk sistem 69 kV sampai 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of IL						
Individual harmonic order (odd harmonic) <sup>a, b</sup>						
$I_{sc}/I_L$	3<h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h<50	TDD
< 20 <sup>c</sup>	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100<1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

<sup>a</sup>Harmonisa orde genap dibatasi hingga 25% dari batas harmonisa orde ganjil di atas.

<sup>b</sup>Distorsi arus yang dihasilkan pada dc offset, seperti converter setengah gelombang, tidak diizinkan.

<sup>c</sup>Semua peralatan pembangkit tenaga dibatasi hingga nilai distorsi arus ini, tanpa memperhatikan  $I_{sc}/I_L$  actual.

$I_{sc}$  = arus hubung singkat maksimal pada PCC

$I_L$  = arus beban maksimal (komponen frekuensi fundamental) pada PCC dalam kondisi operasi beban normal.

**Tabel 2.5** Batas distorsi arus untuk sistem di atas 161 kV

Maximum harmonic current distortion in percent of IL						
Individual harmonic order (odd harmonic) <sup>a, b</sup>						
$I_{sc}/I_L$	3<h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h<50	TDD
< 25 <sup>c</sup>	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

<sup>a</sup>Harmonisa orde genap dibatasi hingga 25% dari batas harmonisa orde ganjil di atas.

<sup>b</sup>Distorsi arus yang dihasilkan pada dc offset, seperti converter setengah gelombang, tidak diizinkan.

<sup>c</sup>Semua peralatan pembangkit tenaga dibatasi hingga nilai distorsi arus ini, tanpa memperhatikan  $I_{sc}/I_L$  actual.

$I_{sc}$  = arus hubung singkat maksimal pada PCC

$I_L$  = arus beban maksimal (komponen frekuensi fundamental) pada PCC dalam kondisi operasi beban normal.

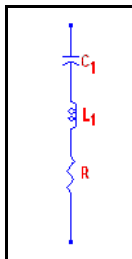
## 2.4 Filter Harmonisa

Filter harmonisa digunakan untuk meredam harmonisa tegangan dan arus pada sistem. Filter harmonisa dapat terdiri dari rangkaian pasif, aktif, maupun gabungan dari keduanya atau disebut dengan filter *hybrid*. Sedangkan berdasarkan pemasangannya, filter dibedakan menjadi tipe seri dan tipe paralel.

### 2.4.1 Filter pasif

Filter pasif tersusun dari kombinasi induktor, kapasitor, dan resistor. Besarnya nilai induktor dan kapasitor ditentukan sedemikian rupa agar terjadi resonansi reaktansi induktif dan reaktansi kapasitif pada frekuensi harmonisa tertentu. Pada resonansi rangkaian seri, reaktansi kapasitif dan reaktansi induktif bernilai sama sehingga saling menghilangkan. Impedansi rangkaian RLC menjadi bernilai minimal. Sehingga arus harmonisa pada frekuensi tersebut mengalir melalui rangkaian filter ini dan tidak mengalir ke sistem.

Beberapa jenis filter pasif di antaranya *low pass filter*, *high pass filter*, *band pass filter*, dan *stop band filter*. Selain itu filter pasif juga dapat dirancang untuk meredam harmonisa orde tertentu yang berupa *single-tuned filter*.



**Gambar 2.2** Filter pasif jenis *single-tuned*

Dalam merancang filter harmonisa, selain nilai kapasitor, induktor, dan resistor, faktor Q juga perlu diperhatikan. Faktor Q menentukan ketajaman daerah peredaman harmonisa. Faktor Q didefinisikan sebagai rasio reaktansi induktif (atau kapasitif) terhadap resistansi pada frekuensi resonansi. Umumnya faktor Q bernilai antara 30 sampai 60 [7].

### 2.4.2 Filter aktif

Filter pasif konvensional memiliki desain kompleks dan lebih mahal. Selain itu, filter pasif konvensional tidak memiliki kemampuan dalam meredam *inter-harmonic* dan *non-characteristic harmonic*. Sehingga dikembangkan filter aktif yang terdiri dari komponen elektronika daya yang biasanya berupa transistor atau *op-amp* [7]. Kelebihan filter aktif dibanding filter pasif yaitu relatif lebih murah



karena komponen pasif yang presisi harganya cukup mahal. Selain itu, filter aktif lebih mudah diatur.

Seperti halnya filter pasif, filter aktif dapat dibagi menjadi beberapa jenis yaitu *low pass filter*, *high pass filter*, *band pass filter*, dan *stop band filter*. Namun tentunya menggunakan komponen yang berbeda.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

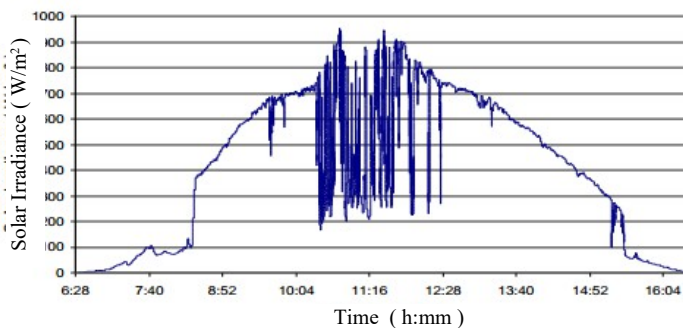
## BAB 3

### HARMONISA PADA SISTEM AC-DC HYBRID MICROGRID DAN METODE SIMULASI

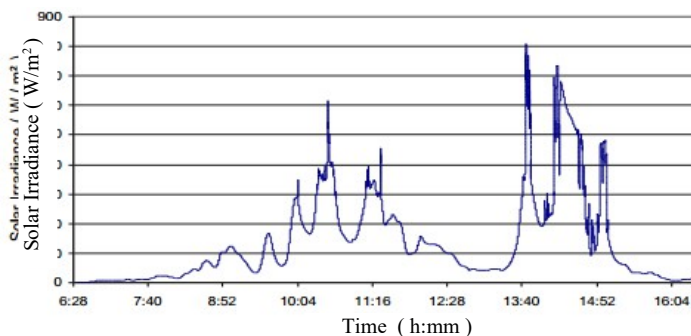
#### 3.1 Harmonisa pada *Photovoltaic*

##### 3.1.1 Pengaruh intensitas sinar matahari

Pengaruh intensitas sinar matahari terhadap harmonisa yang dibangkitkan PV dapat dilihat dari referensi [8]. Penelitian tersebut telah dilakukan pada sistem PV terhubung grid di University of Cyprus.

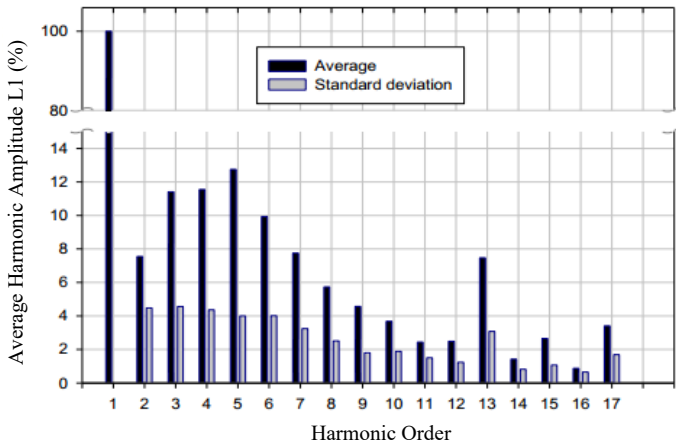


**Gambar 3.1** Radiasi sinar matahari pada kondisi hari normal

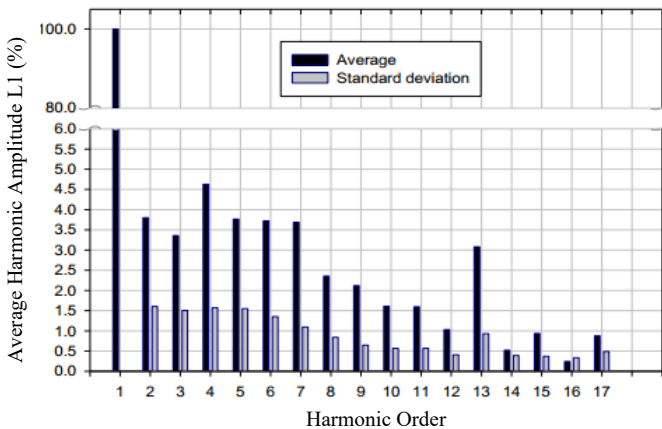


**Gambar 3.2** Radiasi sinar matahari pada kondisi radiasi rendah

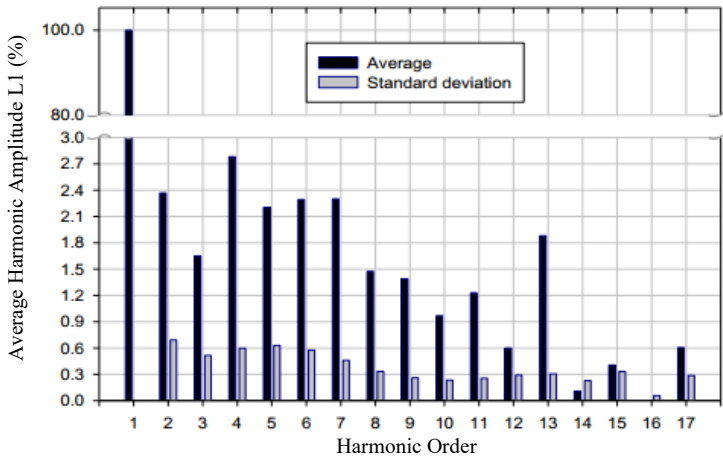
Dari hasil pengukuran tersebut, data pengaruh radiasi sinar matahari terhadap harmonisa terbangkitkan dari PV dibagi menjadi tiga. Di antaranya yaitu saat radiasi rendah, radiasi sedang, dan radiasi tinggi.



**Gambar 3.3** Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi rendah



**Gambar 3.4** Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi sedang



**Gambar 3.5** Tingkat harmonisa dari PV saat radiasi tinggi

Dari hasil penelitian tersebut, terlihat bahwa semakin tinggi radiasi sinar matahari yang diterima PV, harmonisa yang dibangkitkan semakin kecil.

### 3.1.2 Pengaruh jenis inverter pada PV

Sinar matahari yang dikonversi photovoltaic menghasilkan arus searah. Inverter diperlukan untuk mengkonversi arus searah tersebut menjadi arus bolak balik untuk disalurkan ke bus AC. Inverter terdiri dari komponen semikonduktor yang dapat membangkitkan harmonisa. Sehingga perbedaan jenis *inverter* menghasilkan tingkat harmonisa yang berbeda-beda.

**Tabel 3.1** Tingkat harmonisa pada beberapa tipe *inverter*

Tipe Inverter	S <sub>N</sub> (KVA)	V <sub>dc</sub> (V)	Trafo	Harmonisa Arus (0.1-2kHz)
SI-3000	3,0	48	HF	0
SOLCON	3,3	96	HF	+
EGIR 10	1,7	165	LF	-
PV-WR-1500	1,5	96	HF	++
ECOVERTER	1,0	64	HF	++
PV-WR-1800	1,8	96	HF	+
TCG 1500	1,5	64	LF	+
TCG 3000	3,0	64	LF	0
EcoPower20	20	760	LF	0
Solcon3400	3,4	96	HF	0
NEG 1600	1,5	96	LF	+
SolarMax 20	20	560	LF	0
TCG II 2500/4	2,2	64	LF	0
TCG II 2500/6	2,2	96	LF	0
TCG II 4000/6	3,3	96	LF	0
Edisun 2000	0,18	64	LF	++
SPN 1000	1,0	64	LF	+
Sunrise 2000	2,0	160	LF	0
SWR 700	0,7	160	LF	0
TCG III 2500/6	2,25	96	LF	+
TCG III 4000	3,5	96	LF	+
TC Spark	1,35	180	LF	++
OK4E-100	0,1	32	HF	++
Solcolino	0,2	64	HF	++

Keterangan:

- ++ Sangat baik, memenuhi standar dengan mudah
- +
- 0 Cukup, memenuhi batas standar
- Tidak cukup baik, tidak memenuhi standar
- HF *High frequency*
- LF *Low frequency*

### **3.2 Harmonisa pada *Wind Turbine***

Tingkat harmonisa terbangkitkan dari *wind turbine* dipengaruhi oleh beberapa faktor. Antara lain kecepatan angin dan jenis generator.

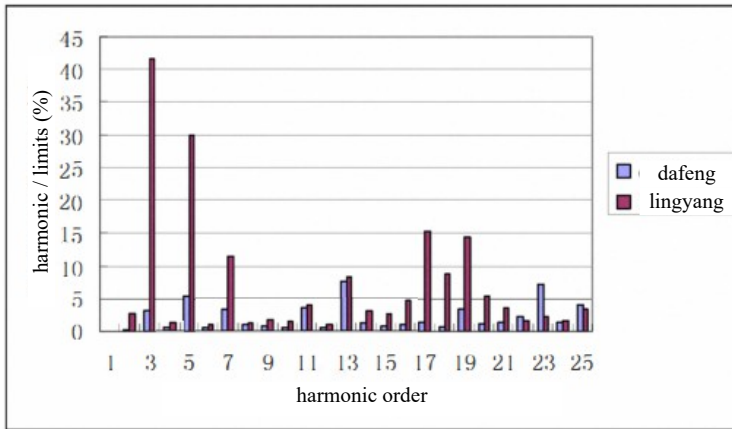
#### **3.2.1 Pengaruh kecepatan angin**

Salah satu faktor utama yang menentukan kualitas energi listrik yang dibangkitkan *wind turbine* adalah kecepatan angin. Hal ini dikarenakan angin berkontribusi langsung dalam memutar kincir yang terhubung dengan rotor generator pada *wind turbine*. Kecepatan angin yang berubah-ubah menyebabkan putaran rotor generator yang tidak konstan. Sehingga diperlukan kontrol untuk menjaga kualitas energi listrik yang dibangkitkan oleh *wind turbine* tersebut.

#### **3.2.2 Pengaruh jenis generator**

Bagian utama *wind turbine* yang membangkitkan harmonisa adalah komponen elektronika daya. Terdapat tiga jenis generator pada *wind turbine* yaitu *Fixed Speed Induction Generator* (FSIG), *Permanent Magnetic Synchronous Generator* (PMSG), serta *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG). Pada FSIG tidak terdapat komponen elektronika daya, sehingga hampir tidak ada harmonisa yang terbangkitkan. Berbeda dengan PMSG dan DFIG yang membangkitkan harmonisa cukup besar.

Gambar 3.6 berikut adalah grafik hasil tes dari tingkat harmonisa yang dibangkitkan oleh dua jenis *wind farm* dari referensi [9], yaitu jenis FSIG dari DaFeng dan jenis DFIG dari LingYang. Dari grafik tersebut terlihat bahwa tingkat harmonisa yang terbangkitkan dari jenis FSIG lebih kecil dibanding dari jenis DFIG.



**Gambar 3.6** Tingkat arus harmonisa yang dibangkitkan oleh dua jenis *wind farm*

### 3.3 Metode Simulasi

#### 3.3.1 Pemodelan dan simulasi aliran daya

Sistem AC-DC Hybrid Microgrid dari referensi [1] dirancang pada ETAP 12.6.0. Sistem disimulasikan pada *DC load flow* untuk mengetahui tegangan tiap bus DC dan besarnya aliran daya DC. Kemudian dilanjutkan dengan simulasi *AC load flow* untuk mengetahui tegangan tiap bus AC, arus AC, aliran daya aktif dan reaktif, seta faktor daya.

#### 3.3.2 Perbaikan profil tegangan

Dari hasil simulasi *AC Loadflow*, tegangan pada tiap bus AC akan diketahui. Standar tegangan yang diizinkan yaitu  $\pm 5\%$  dari tegangan nominal. Apabila di luar batas tersebut, tegangan pada bus perlu disesuaikan. Salah satu caranya adalah dengan metode pengubahan tap pada transformator. Pengubahan tap yaitu mengubah rasio belitan primer dan sekunder. Jumlah belitan berbanding lurus dengan tegangan. Untuk menaikkan tegangan pada sisi sekunder transformator, belitan pada sisi primer dikurangi atau belitan pada sisi sekunder ditambah. Berlaku juga sebaliknya dalam menurunkan tegangan pada sisi



sekunder. Umumnya pengubahan tap dilakukan pada sisi tegangan tinggi. Hal ini dikarenakan arus pada sisi tegangan tinggi lebih kecil sehingga dapat meminimalkan *arcng*.

### 3.3.3 Simulasi aliran harmonisa

Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* dari referensi [1] yang telah dirancang pada ETAP 12.6.0 disimulasikan dengan *harmonic load flow*. Dari simulasi ini akan diperoleh nilai IHD dan THD dari harmonisa tegangan pada tiap bus serta nilai harmonisa arus. Data-data tersebut akan dianalisis dan digunakan untuk merancang filter yang sesuai dengan kondisi sistem.

### 3.3.4 Perancangan filter harmonisa

Jenis filter harmonisa yang dirancang pada tugas akhir ini adalah filter *single-tuned*. Filter *single-tuned* merupakan filter pasif yang terdiri dari induktor, kapasitor, dan resistor. Penentuan nilai tiga komponen tersebut tergantung pada orde harmonisa yang akan diredam serta besarnya kenaikan faktor daya yang akan dicapai. Selain itu, filter perlu dipasang pada daerah yang dekat dengan sumber harmonisa agar peredaman harmonisanya optimal. Berikut adalah perhitungan nilai kapasitor, induktor, dan resistor dari filter *single-tuned* untuk meredam harmonisa pada orde ke- $n$ .

$$P = S * \cos \phi_1$$

$$\Delta Q = P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$C = \frac{\Delta Q}{V^2 2\pi f_1}$$

$$X_{Cn} = \frac{1}{2\pi f_n C}$$

$$X_{ln} = X_{Cn}$$

$$L = \frac{X_{ln}}{2\pi f_n}$$

$$X_L = 2\pi f L$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Keterangan:

$P$  : daya aktif (W)

$S$  : daya total (VA)

$\Delta Q$  : kapasitas daya reaktif dari filter (VAR)

$C$  : kapasitansi kapasitor pada filter

$f_1$  : frekuensi fundamental

$X_{cn}$  : reaktansi kapasitif pada orde harmonisa ke- $n$

$X_{Ln}$  : reaktansi induktif pada orde harmonisa ke- $n$

$L$  : induktansi induktor pada filter

$X_L$  : reaktansi kapasitif dari  $L$  pada frekuensi fundamental

$R$  : resistansi resistor pada filter

$Q$  : *quality factor*

## BAB 4

### SIMULASI DAN ANALISIS

Simulasi dan analisis sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* meliputi perbaikan profil tegangan, perbaikan faktor daya, dan peredaman harmonisa. Sistem akan disimulasikan pada software ETAP 12.6.0 dengan tahap-tahap sebagai berikut:

- Simulasi *DC load flow*
- Simulasi *AC load flow*
- Simulasi *harmonic load flow*
- Perhitungan *single tuned filter* untuk meredam harmonisa dan perbaikan faktor daya
- Perbandingan faktor daya dan tingkat distorsi harmonisa sebelum dan sesudah pemasangan *single tuned filter*.

#### 4.1 Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*

Pada tugas akhir ini, digunakan sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* dari referensi [1]. Sumber harmonisa pada sistem ini berupa *photovoltaic*, *wind turbine*, *converter*, *inverter*, serta beban nonlinier yang berbeda-beda untuk setiap kasus.

**Tabel 4.1** Data pembangkit pada *AC-DC Hybrid Microgrid*

Pembangkit	Ukuran	Mode Operasi
<i>Utility</i>	100 MVA <sub>sc</sub>	Swing
Photovoltaic 1	600 kW	PF Control
Photovoltaic 2	300 kW	PF Control
Wind turbine 1	2 MW	MVAR Control
Wind turbine 2	2 MW	MVAR Control
Baterai	200 AH	-

**Tabel 4.2** Data kabel pada *AC-DC Hybrid Microgrid*

Kabel	Jenis	Panjang (km)
1	AL 3/C 120 mm <sup>2</sup>	1
2	CU 3/C 35 mm <sup>2</sup>	1
3	CU 3/C 35 mm <sup>2</sup>	1
4	CU 3/C 35 mm <sup>2</sup>	1
5	CU 3/C 35 mm <sup>2</sup>	6

#### 4.1.1 Harmonisa pada *Photovoltaic*

*Photovoltaic* menghasilkan energi listrik berupa arus searah. Sehingga pada *photovoltaic* terdapat inverter yang mengubah arus searah menjadi arus bolak-balik untuk disalurkan ke grid AC. Harmonisa timbul dari proses pensaklaran dari inverter tersebut. Data harmonisa diambil dari referensi [2] yang telah ada. Berikut adalah data harmonisa terbangkitkan dari *inverter* pada *photovoltaic*.

**Tabel 4.3** Data harmonisa pada *inverter photovoltaic*

Orde	Magnitude (%)	Orde	Magnitude (%)
2	0,71	11	0,24
3	1,85	12	0,08
4	0,57	13	0,16
5	0,52	14	0,25
7	0,61	15	0,05
8	0,07	17	0,06
9	0,08	19	0,05
10	0,12	23	0,07

#### 4.1.2 Harmonisa pada Wind Turbine

Wind turbine pada ETAP 12.6.0 tidak disediakan *editor* untuk mengatur tingkat harmonisanya. Hal ini dikarenakan adanya pengaturan kecepatan angin dan parameter lainnya yang dapat mempengaruhi harmonisa terbangkitkan dari *wind turbine*. Berbeda dengan *photovoltaic* yang tingkat harmonisanya dapat di atur pada inverternya.

#### 4.1.3 Harmonisa pada Converter

*Converter* yang menghubungkan bus AC ke bus DC yang terdapat pada *Single Line Diagram* sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*

(gambar 4.1) membangkitkan harmonisa. Data harmonisa diambil dari referensi [5] yang telah ada. Berikut adalah data harmonisa terbangkitkan dari *converter* referensi.

**Tabel 4.5** Data harmonisa pada *converter*

Orde	Magnitude (%)	Orde	Magnitude (%)
1	100	29	0,1
5	3,7	31	0,5
7	0,5	35	0,15
11	0,15	37	0,2
13	1,9	41	0,2
17	2,2	43	0,1
19	1,5	47	0,2
23	0,4	49	0,05
25	0,3		

#### 4.1.4 Harmonisa pada Inverter

*Inverter* yang terhubung dengan bus10 dari gambar 4.1 membangkitkan harmonisa. Data harmonisa diambil dari referensi [6] yang telah ada. Berikut adalah data harmonisa terbangkitkan dari *nverter* referensi.

**Tabel 4.5** Data harmonisa pada *inverter*

Orde	Magnitude (%)	Sudut (°)	Orde	Magnitude (%)	Sudut (°)
1	100	0	13	0,78	-88,4
2	0,55	134,8	14	0,14	0
3	1,81	-93,3	15	0,14	0
4	0,09	0	16	0,16	0
5	1,83	70,5	17	1,47	162,9
6	0,09	0	18	0,09	0
7	0,55	163,4	19	1,33	7,8
8	0,16	0	20	0,05	0
9	0,3	83,9	21	0,23	127,3
10	0,25	84,2	22	0,23	-96,6
11	0,53	66,3	23	0,41	9
12	0,27	12,4			

#### 4.1.5 Harmonisa pada Beban Nonlinier

Pada tugas akhir ini terdapat beberapa kasus dengan sumber harmonisa berbeda yang berupa beban nonlinier. Data harmonisa pada beban nonlinier tersebut diperoleh dari referensi [1] sebagai berikut.

**Tabel 4.6** Data tingkat harmonisa *Typical-IEEE 6 pulse*

Orde	Frekuensi (Hz)	Magnitude (%)	Sudut (°)
1	50	100	0
5	250	20	0
7	350	14,3	0
11	550	9,1	0
13	650	7,7	0
17	850	5,9	0
19	950	5,3	0
23	1150	4,3	0
25	1250	4	0
29	1450	3,4	0
31	1550	3,2	0
35	1750	2,8	0
37	1850	2,7	0
41	2050	2,4	0
43	2150	2,3	0
47	2350	2,1	0
49	2450	2	0

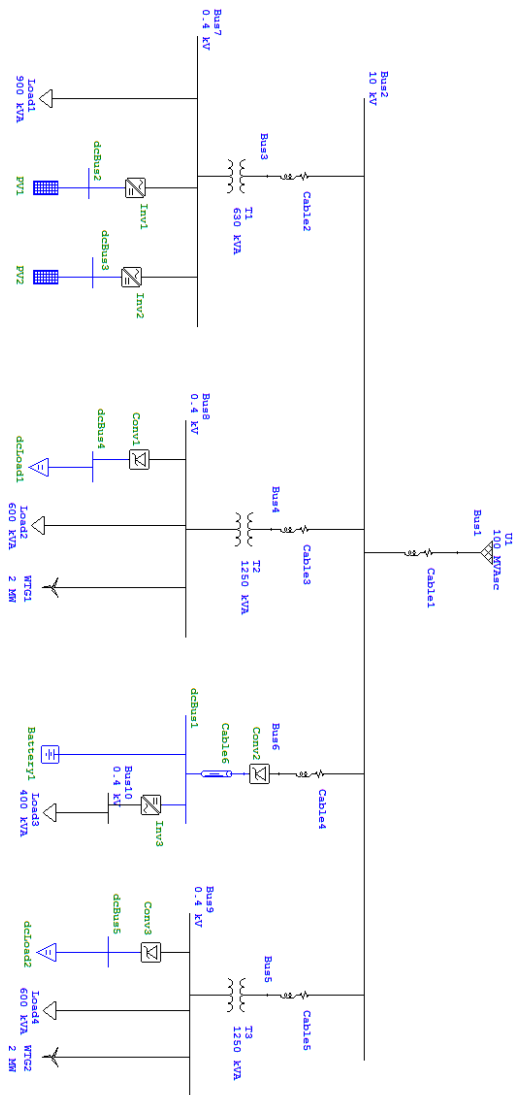
**Tabel 4.7** Data tingkat harmonisa pada Harmonic 1

Orde	Frekuensi (Hz)	Magnitude (%)	Magnitude (A)	Sudut (°)
1	50	100	100	0
5	250	30	30	30
7	350	20	20	60
11	550	10	10	70
13	650	5	5	80

**Tabel 4.8** Data tingkat harmonisa pada Harmonic2

Orde	Frekuensi (Hz)	Magnitude (%)	Magnitude (A)	Sudut (°)
1	50	100	100	0
5	250	15	15	30
7	350	10	10	60
11	550	5	5	70
13	650	2,5	2,5	80

Pada kasus 1, ACLoad1 diatur sebagai beban nonlinier dengan tingkat harmonisa menggunakan data *Typical-IEEE 6 pulse*. Sedangkan beban yang lain berupa beban linier. Pada kasus 2 terdapat dua kali percobaan. Percobaan pertama, ACLoad1 diatur sebagai beban nonlinier dengan data Harmonic1 dan beban yang lain berupa beban linier. Percobaan berikutnya, ACLoad2 dan ACLoad4 diatur sebagai beban nonlinier dengan data Harmonic1 untuk ACLoad2 dan data Harmonic2 untuk ACLoad4.



**Gambar 4.1** *Single Line Diagram Sistem AC-DC Hybrid Microgrid*



## 4.2 Simulasi DC Load Flow

Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* tidak hanya terdiri dari bus AC, namun juga terdapat bus DC. Pada ETAP 12.6.0, simulasi *AC load flow* dan simulasi *DC load flow* dilakukan secara terpisah. Data dari hasil simulasi *DC load flow* digunakan untuk simulasi *AC load flow*. Begitu juga sebaliknya, data dari hasil simulasi *AC load flow* digunakan untuk simulasi *DC load flow*. Dari simulasi *DC load flow* dapat diketahui parameter-parameter DC seperti aliran arus DC serta tegangan pada bus DC.

Simulasi *DC load flow* dilakukan sekali meskipun ada beberapa kasus. Perbedaan dari kasus 1, kasus 2a, dan kasus 2b hanya pada tingkat harmonisa pada beban AC. Sehingga perbedaannya tidak begitu berpengaruh terhadap simulasi *DC load flow*.

**Tabel 4.9** Nilai tegangan tiap bus DC

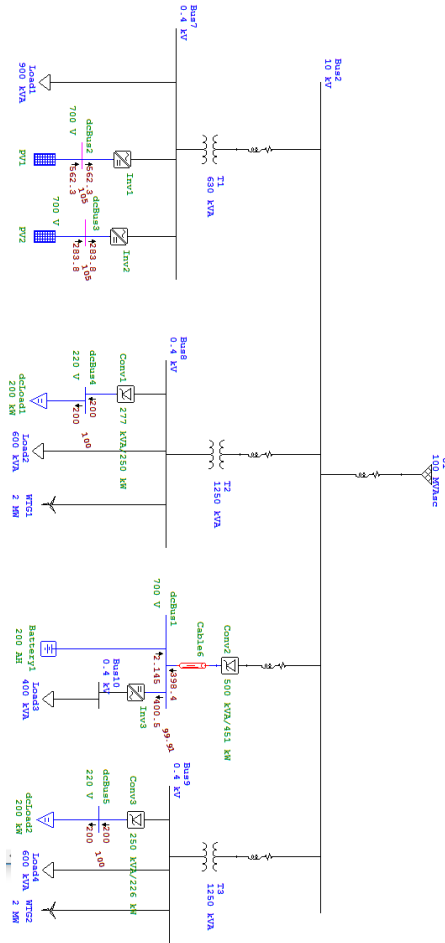
Bus	Tegangan (%)
dcbus1	99,91
dcbus2	105
dcbus3	105
dcbus4	100
dcbus5	100

**Tabel 4.10** Aliran daya DC pada *inverter* dan *converter*

Dari	Menuju	Daya (kW)
dcbus2	inv1	562,3
dcbus3	inv2	283,8
conv1	dcbus4	200
conv2	dcbus1	389,4
dcbus1	inv3	400,5

Dari hasil simulasi *DC load flow*, terlihat bahwa nilai tegangan pada semua bus DC masih sesuai standar. Kemudian mengenai aliran daya DC, data tersebut berkaitan dengan simulasi *AC load flow*. Nilai daya DC yang mengalir menuju inverter digunakan untuk melengkapi spesifikasi inverter pada bagian *DC Generation*. Dengan memperhitungkan efisiensi, nilai daya AC yang diperlukan untuk *AC*

*load flow* dapat diperoleh. Sedangkan nilai daya DC yang dibangkitkan dari *converter* dapat diatur menyesuaikan kebutuhan beban DC. Dengan memperhitungkan efisiensi, nilai daya AC yang diperlukan untuk simulasi *AC load flow* juga dapat diperoleh.



**Gambar 4.2** Hasil simulasi *DC load flow* dari sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*

### 4.3 Simulasi AC Load Flow

Simulasi *AC Load Flow* ini bertujuan untuk mengetahui kondisi eksisting tegangan dan faktor daya yang kemudian akan dianalisis serta diperbaiki jika terdapat bus dengan tegangan dan atau faktor daya di luar standar. Untuk setiap kasus akan disimulasikan sebelum dan setelah pemasangan filter harmonisa.

#### 4.3.1 Kondisi Eksisting Tegangan dan Faktor Daya

Berikut adalah data tegangan dan faktor daya di tiap bus pada sistem *AC-DC Hybrid Microgrid*, yang diperoleh dari simulasi *AC Load Flow*.

**Tabel 4.11** Nilai tegangan dan faktor daya

Bus	Tegangan (%)	Faktor Daya (%)
bus2	99,75	86
bus7	98,97	40,5
bus8	99,19	74,7
bus9	98,65	73,5

Berdasarkan standar ANSI, nilai tegangan operasi yang diizinkan adalah  $\pm 5 \%$  (95 % - 105 %). Sedangkan untuk faktor daya adalah di atas 85% (0,85 lagging – 1).

#### 4.3.2 Perbaikan Profil Tegangan dan Faktor Daya

Berdasarkan data dari hasil simulasi *AC Load Flow*, nilai tegangan dari semua bus AC masih sesuai standar. Sehingga tidak diperlukan perbaikan profil tegangan. Sedangkan untuk faktor daya, ada beberapa bus dengan faktor daya di luar standar. Sehingga diperlukan perbaikan faktor daya yang salah satunya dapat dilakukan dengan pemasangan filter *single-tuned*.

#### 4.4 Simulasi *Harmonic Load Flow*

**Tabel 4.12** Nilai harmonisa tegangan pada kasus 1

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,57	0,53	0,45	0,54	1,22	3	5
Bus7 0.4 kV	6,57	6,05	5,24	4,93	15,44	5	8
Bus8 0.4 kV	0,47	0,34	0,27	0,47	1,00	5	8
Bus9 0.4 kV	0,46	0,32	0,26	0,46	0,99	5	8

**Tabel 4.13** Nilai harmonisa arus pada kasus 1

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	6,17
bus2	bus7	114,87
	bus8	6,23
	bus9	4,71
	bus6	5,02

Pada kasus 1, Load1 yang terhubung langsung dengan bus7 diatur sebagai sumber harmonisa. Hasilnya, distorsi harmonisa pada bus7 sangat tinggi dibanding bus lain. Hal ini dikarenakan sumber harmonisa yang berupa beban nonlinier terhubung langsung dengan bus7. Arus harmonisa dapat mengalir melalui transformator dan kabel, namun distorsi harmonisa pada bus tegangan tinggi jauh lebih kecil. Kemudian, bus8 memiliki THD yang sedikit lebih besar dibanding THD pada bus9. Hal ini menunjukkan semakin jauh sumber harmonisa, dampak yang diperoleh semakin kecil.

Begitu juga berlaku untuk harmonisa arus. Aliran arus harmonisa dari bus7 sangat besar dibanding bus8, bus9, dan bus6. Sedangkan pada bus9, nilainya TDD paling kecil karena terletak paling jauh dari sumber harmonisa.

**Tabel 4.14** Nilai harmonisa tegangan pada kasus 2a

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,88	0,76	0,49	0,36	1,32	3	5
Bus7 0.4 kV	9,93	8,55	5,74	3,15	14,81	5	8
Bus8 0.4 kV	0,65	0,47	0,29	0,33	0,97	5	8
Bus9 0.4 kV	0,62	0,44	0,27	0,34	0,95	5	8

**Tabel 4.15** Nilai harmonisa arus pada kasus 2a

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	25,47
bus2	bus7	283,24
	bus8	11,03
	bus9	10,50
	bus6	5,24

**Tabel 4.16** Nilai harmonisa tegangan pada kasus 2b

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,69	0,66	0,51	0,36	1,15	3	5
Bus7 0.4 kV	0,38	0,33	2,19	0	0,62	5	8
Bus8 0.4 kV	3,14	2,84	2,19	1,36	5,01	5	8
Bus9 0.4 kV	1,96	1,72	1,31	0,85	3,10	5	8

**Tabel 4.17** Nilai harmonisa arus pada kasus 2b

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	21,05
bus2	bus7	13,40
	bus8	98,26
	bus9	43,21
	bus6	5,18

Pada kasus 2a dan 2b, perbedaannya terletak pada jumlah sumber harmonisa dan posisi peletakkannya. Pada kasus 2a, sumber

harmonisa terhubung dengan bus7 sehingga bus7 mengalami distorsi harmonisa tegangan dan arus yang paling tinggi. Sedangkan pada kasus 2b, sumber harmonisa terhubung pada bus8 dan bus9. Hasilnya, harmonisa tegangan dan arus pada bus8 dan bus9 naik namun tidak setinggi harmonisa pada bus7 kasus 2a. Dan pada bus utama yg terhubung ke *utility* yaitu bus2, tingkat harmonisanya justru lebih kecil pada kasus 2b yang memiliki sumber harmonisa lebih banyak dibanding kasus 2a.

## 4.5 Perancangan Filter Pasif

Pada sub bab ini akan dibahas perhitungan filter *single-tuned* untuk masing-masing kasus pada orde-orde tertentu. Semua filter diasumsikan memiliki *Q factor* sebesar 60.

### 4.5.1 Kasus 1

Dari hasil simulasi kasus 1, terdapat harmonisa yang nilainya tidak sesuai standar pada bus7. Selain itu, faktor daya pada bus7, bus8, dan bus9 belum sesuai standar. Sehingga diperlukan filter pada bus-bus tersebut untuk meredam harmonisa dan memperbaiki faktor daya agar sesuai standar.

#### 4.5.1.1 Filter single-tuned orde 5 pada bus7

$$S = 80 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,405$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 2,2577$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos \phi_1 = 80000 * 0,405 = 32,4 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 32400 * (2,2577 - 0,3287) = 62,5 \text{ kVAR}$$

Nilai  $\Delta Q$  tersebut akan dibagi ke delapan filter single-tuned dengan persentase daya reaktif yang bervariasi karena besarnya harmonisa tiap orde berbeda-beda.

$$\Delta Q_5 = 0,5 * \Delta Q = 31,25 \text{ kVAR}$$

$$C_5 = \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{31250}{400^2 2\pi 50} = 621,695 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 621,695 * 10^{-6}} = 1,024 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 1,024 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{1,024}{2\pi 250} = 651,903 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 651,903 * 10^{-6} = 0,2048 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{651,903 * 10^{-6}}{621,695 * 10^{-6}}} = 0,0171 \Omega$$

#### 4.5.1.2 Filter single-tuned orde 7 pada bus7

$$\Delta Q_7 = 0.2 * \Delta Q = 12,5 kVAR$$

$$C_7 = \frac{\Delta Q_7}{V^2 2\pi f} = \frac{12500}{400^2 2\pi 50} = 248,678 \mu F$$

$$X_{C7} = \frac{1}{2\pi f_7 C_7} = \frac{1}{2\pi 350 * 248,678 * 10^{-6}} = 1,829 \Omega$$

$$X_{L7} = X_{C7} = 1,829 \Omega$$

$$L_7 = \frac{X_{L7}}{2\pi f_7} = \frac{1,829}{2\pi 350} = 831,509 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_7 = 2\pi 50 * 831,509 * 10^{-6} = 0,2612 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{831,509 * 10^{-6}}{248,678 * 10^{-6}}} = 0,0305 \Omega$$

#### 4.5.1.3 Filter single-tuned orde 11 pada bus7

$$\Delta Q_7 = 0.2 * \Delta Q = 12,5 kVAR$$

$$C_{11} = \frac{\Delta Q_{11}}{V^2 2\pi f} = \frac{5000}{400^2 2\pi 50} = 99,471 \mu F$$

$$X_{C11} = \frac{1}{2\pi f_{11} C_{11}} = \frac{1}{2\pi 550 * 99,471 * 10^{-6}} = 2,909 \Omega$$

$$X_{L11} = X_{C11} = 2,909 \Omega$$

$$L_{11} = \frac{X_{L11}}{2\pi f_{11}} = \frac{2,909}{2\pi 550} = 841,817 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{11} = 2\pi 50 * 841,817 * 10^{-6} = 0,264 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{841,817 * 10^{-6}}{99,471 * 10^{-6}}} = 0,0485 \Omega$$

#### 4.5.1.4 Filter single-tuned orde 13 pada bus7

$$\Delta Q_{13} = 0.07 * \Delta Q = 4375 \text{ VAR}$$

$$C_{13} = \frac{\Delta Q_{13}}{V^2 2\pi f} = \frac{4375}{400^2 2\pi 50} = 87,037 \mu F$$

$$X_{C13} = \frac{1}{2\pi f_{13} C_{13}} = \frac{1}{2\pi 650 * 87,037 * 10^{-6}} = 2,813 \Omega$$

$$X_{L13} = X_{C13} = 2,813 \Omega$$

$$L_{13} = \frac{X_{L13}}{2\pi f_{13}} = \frac{2,813}{2\pi 650} = 688,824 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{13} = 2\pi 50 * 688,824 * 10^{-6} = 0,216 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{688,824 * 10^{-6}}{87,037 * 10^{-6}}} = 0,0469 \Omega$$

#### 4.5.1.5 Filter single-tuned orde 17 pada bus7

$$\Delta Q_{17} = 0.05 * \Delta Q = 3125 \text{ VAR}$$

$$C_{11} = \frac{\Delta Q_{11}}{V^2 2\pi f} = \frac{5000}{400^2 2\pi 50} = 99,471 \mu F$$

$$X_{C17} = \frac{1}{2\pi f_{17} C_{17}} = \frac{1}{2\pi 850 * 62,17 * 10^{-6}} = 3,012 \Omega$$

$$X_{L17} = X_{C17} = 3,012 \Omega$$

$$L_{17} = \frac{X_{L17}}{2\pi f_{17}} = \frac{3,012}{2\pi 850} = 563,93 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{17} = 2\pi 50 * 563,93 * 10^{-6} = 0,177 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{563,93 * 10^{-6}}{62,17 * 10^{-6}}} = 0,0502 \Omega$$

#### 4.5.1.6 Filter single-tuned orde 19 pada bus7

$$\Delta Q_{17} = 0.05 * \Delta Q = 3125 \text{ VAR}$$

$$C_{19} = \frac{\Delta Q_{19}}{V^2 2\pi f} = \frac{5000}{400^2 2\pi 50} = 62,17 \mu F$$



$$X_{C19} = \frac{1}{2\pi f_{19} C_{19}} = \frac{1}{2\pi 950 * 62,17 * 10^{-6}} = 2,695 \Omega$$

$$X_{L19} = X_{C19} = 2,695 \Omega$$

$$L_{19} = \frac{X_{L19}}{2\pi f_{19}} = \frac{2,695}{2\pi 950} = 451,456 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{19} = 2\pi 50 * 563,93 * 10^{-6} = 0,142 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{451,456 * 10^{-6}}{62,17 * 10^{-6}}} = 0,0502 \Omega$$

#### 4.5.1.7 Filter single-tuned orde 23 pada bus7

$$\Delta Q_{17} = 0.05 * \Delta Q = 3125 VAR$$

$$C_{23} = \frac{\Delta Q_{11}}{V^2 2\pi f} = \frac{1875}{400^2 2\pi 50} = 37,302 \mu F$$

$$X_{C23} = \frac{1}{2\pi f_{23} C_{23}} = \frac{1}{2\pi 1150 * 37,302 * 10^{-6}} = 3,71 \Omega$$

$$X_{L23} = X_{C23} = 3,71 \Omega$$

$$L_{23} = \frac{X_{L23}}{2\pi f_{23}} = \frac{3,71}{2\pi 1150} = 513,471 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{23} = 2\pi 50 * 513,471 * 10^{-6} = 0,161 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{513,471 * 10^{-6}}{37,302 * 10^{-6}}} = 0,0618 \Omega$$

#### 4.5.1.8 Filter single-tuned orde 25 pada bus7

$$\Delta Q_{25} = 0.02 * \Delta Q = 1245 VAR$$

$$C_{25} = \frac{\Delta Q_{25}}{V^2 2\pi f} = \frac{1245}{400^2 2\pi 50} = 24,868 \mu F$$

$$X_{C25} = \frac{1}{2\pi f_{25} C_{25}} = \frac{1}{2\pi 1250 * 24,868 * 10^{-6}} = 5,12 \Omega$$

$$X_{L25} = X_{C25} = 5,12 \Omega$$

$$L_{25} = \frac{X_{L25}}{2\pi f_{25}} = \frac{5,12}{2\pi 1250} = 651,903 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{25} = 2\pi 50 * 651,903 * 10^{-6} = 0,205 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{651,903 * 10^{-6}}{24,868 * 10^{-6}}} = 0,0853 \Omega$$

#### 4.5.1.9 Filter single-tuned orde 5 pada bus8

$$S = 127 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,747$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,8899$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos\phi_1 = 127000 * 0,747 = 94869 \text{ W}$$

$$\Delta Q = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = 94869 * (0,8899 - 0,3287) = 53250 \text{ VAR}$$

$$C_5 = \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{53250}{400^2 2\pi 50} = 1059,356 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,356 * 10^{-6}} = 0,601 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 0,601 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \Omega$$

#### 4.5.1.10 Filter single-tuned orde 5 pada bus9

$$S = 122 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,735$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,9225$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos\phi_1 = 122000 * 0,735 = 89670 \text{ W}$$

$$\Delta Q = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = 89670 * (0,9225 - 0,3287) = 53246 \text{ VAR}$$

$$C_5 = \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{53246}{400^2 2\pi 50} = 1059,296 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,296 * 10^{-6}} = 0,601 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 0,601 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \Omega$$

#### 4.5.2 Kasus 2a

Seperti pada kasus 1, harmonisa pada bus7 perlu diredam. Sedangkan untuk faktor daya, bus7, bus8, dan bus9 perlu diperbaiki. Berikut perhitungan filter *single-tuned* untuk tiap bus tersebut.

##### 4.5.2.1 Filter single-tuned orde 5 pada bus7

$$S = 80 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,405$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 2,2577$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos\phi_1 = 80000 * 0,405 = 32,4 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = 32400 * (2,2577 - 0,3287) = 62,5 \text{ kVAR}$$

Nilai  $\Delta Q$  tersebut akan dibagi ke empat filter single-tuned dengan persentase yang bervariasi karena besarnya harmonisa tiap orde berbeda-beda.

$$\Delta Q_5 = 0,5 * \Delta Q = 31,25 \text{ kVAR}$$

$$C_5 = \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{31250}{400^2 2\pi 50} = 621,695 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 621,695 * 10^{-6}} = 1,024 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 1,024 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{1,024}{2\pi 250} = 651,903 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 651,903 * 10^{-6} = 0,2048 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{651,903 * 10^{-6}}{621,695 * 10^{-6}}} = 0,0171 \Omega$$

#### 4.5.2.2 Filter single-tuned orde 7 pada bus7

$$\Delta Q_7 = 0.3 * \Delta Q = 18,75 \text{ kVAR}$$

$$C_7 = \frac{\Delta Q_7}{V^2 2\pi f} = \frac{12500}{400^2 2\pi 50} = 373,017 \mu F$$

$$X_{C7} = \frac{1}{2\pi f_7 C_7} = \frac{1}{2\pi 350 * 313,017 * 10^{-6}} = 1,219 \Omega$$

$$X_{L7} = X_{C7} = 1,219 \Omega$$

$$L_7 = \frac{X_{L7}}{2\pi f_7} = \frac{1,219}{2\pi 350} = 673,453 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_7 = 2\pi 50 * 673,453 * 10^{-6} = 0,2116 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{673,453 * 10^{-6}}{373,017 * 10^{-6}}} = 0,0203 \Omega$$

#### 4.5.2.3 Filter single-tuned orde 11 pada bus7

$$\Delta Q_{11} = 0.1 * \Delta Q = 6,25 \text{ kVAR}$$

$$C_{11} = \frac{\Delta Q_{11}}{V^2 2\pi f} = \frac{6250}{400^2 2\pi 50} = 124,339 \mu F$$

$$X_{C11} = \frac{1}{2\pi f_{11} C_{11}} = \frac{1}{2\pi 550 * 124,339 * 10^{-6}} = 2,327 \Omega$$

$$X_{L11} = X_{C11} = 2,327 \Omega$$

$$L_{11} = \frac{X_{L11}}{2\pi f_{11}} = \frac{2,327}{2\pi 550} = 673,453 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{11} = 2\pi 50 * 673,453 * 10^{-6} = 0,2116 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{673,453 * 10^{-6}}{124,339 * 10^{-6}}} = 0,0388 \Omega$$

#### 4.5.2.4 Filter single-tuned orde 13 pada bus7

$$\Delta Q_{13} = 0.1 * \Delta Q = 6250 \text{ VAR}$$

$$C_{13} = \frac{\Delta Q_{13}}{V^2 2\pi f} = \frac{6250}{400^2 2\pi 50} = 124,339 \mu F$$

$$X_{C13} = \frac{1}{2\pi f_{13} C_{13}} = \frac{1}{2\pi 650 * 124,339 * 10^{-6}} = 1,969 \Omega$$

$$X_{L13} = X_{C13} = 1,969 \Omega$$

$$L_{13} = \frac{X_{L13}}{2\pi f_{13}} = \frac{1,969}{2\pi 650} = 482,177 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_{13} = 2\pi 50 * 482,177 * 10^{-6} = 0,1515 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{482,177 * 10^{-6}}{124,339 * 10^{-6}}} = 0,0328 \Omega$$

#### 4.5.2.5 Filter single-tuned orde 5 pada bus8

$$S = 127 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0.747$$

$$\cos\Phi_2 = 0.95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,8899$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos \phi_1 = 127000 * 0,747 = 94869 \text{ W}$$

$$\Delta Q = P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 94869 * (0,8899 - 0,3287) = 53250 \text{ VAR}$$

$$C_5 = \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{53250}{400^2 2\pi 50} = 1059,356 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,356 * 10^{-6}} = 0,601 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 0,601 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \Omega$$

#### 4.5.2.6 Filter single-tuned orde 5 pada bus9

$$S = 122 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0.735$$

$$\cos\Phi_2 = 0.95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,9225$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$\begin{aligned}
P &= S * \cos \phi_1 = 122000 * 0,735 = 89670 \text{ W} \\
\Delta Q &= P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 89670 * (0,9225 - 0,3287) = 53246 \text{ VAR} \\
C_5 &= \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{53246}{400^2 2\pi 50} = 1059,296 \text{ }\mu\text{F} \\
X_{C5} &= \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,296 * 10^{-6}} = 0,601 \text{ }\Omega \\
X_{L5} &= X_{C5} = 0,601 \text{ }\Omega \\
L_5 &= \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \text{ }\mu\text{H} \\
X_L &= 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \text{ }\Omega \\
R &= \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \text{ }\Omega
\end{aligned}$$

#### 4.5.3 Kasus 2b

Pada kasus 2b, tingkat harmonisa di semua bus sudah sesuai standar. Namun faktor daya pada bus7, bus8, dan bus9 perlu diperbaiki. Sehingga diperlukan filter yang meskipun hanya sekedar untuk memperbaiki faktor daya.

##### 4.5.3.1 Filter Single-Tuned Orde 5 pada bus7

S = 80 kVA

$\cos \Phi_1 = 0,405$

$\cos \Phi_2 = 0,95$

$\tan \Phi_1 = 2,2577$

$\tan \Phi_2 = 0,3287$

$$\begin{aligned}
P &= S * \cos \phi_1 = 80000 * 0,405 = 32400 \text{ W} \\
\Delta Q &= P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 32400 * (2,2577 - 0,3287) = 62500 \text{ VAR} \\
C_5 &= \frac{\Delta Q_5}{V^2 2\pi f} = \frac{62500}{400^2 2\pi 50} = 1243,390 \text{ }\mu\text{F} \\
X_{C5} &= \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1243,390 * 10^{-6}} = 0,512 \text{ }\Omega \\
X_{L5} &= X_{C5} = 0,512 \text{ }\Omega \\
L_5 &= \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,512}{2\pi 250} = 325,951 \text{ }\mu\text{H}
\end{aligned}$$

$$X_L = 2\pi f L_s = 2\pi 50 * 325,951 * 10^{-6} = 0,1024 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{325,951 * 10^{-6}}{1243,390 * 10^{-6}}} = 0,0085 \Omega$$

#### 4.5.3.2 Filter single-tuned orde 5 pada bus8

$$S = 127 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,747$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,8899$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos\phi_1 = 127000 * 0,747 = 94869 \text{ W}$$

$$\Delta Q = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = 94869 * (0,8899 - 0,3287) = 53250 \text{ VAR}$$

$$C_s = \frac{\Delta Q_s}{V^2 2\pi f} = \frac{53250}{400^2 2\pi 50} = 1059,356 \mu F$$

$$X_{C_s} = \frac{1}{2\pi f_s C_s} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,356 * 10^{-6}} = 0,601 \Omega$$

$$X_{L_s} = X_{C_s} = 0,601 \Omega$$

$$L_s = \frac{X_{L_s}}{2\pi f_s} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_s = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \Omega$$

#### 4.5.3.3 Filter single-tuned orde 5 pada bus9

$$S = 122 \text{ kVA}$$

$$\cos\Phi_1 = 0,735$$

$$\cos\Phi_2 = 0,95$$

$$\tan\Phi_1 = 0,9225$$

$$\tan\Phi_2 = 0,3287$$

$$P = S * \cos\phi_1 = 122000 * 0,735 = 89670 \text{ W}$$

$$\Delta Q = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = 89670 * (0,9225 - 0,3287) = 53246 \text{ VAR}$$

$$C_s = \frac{\Delta Q_s}{V^2 2\pi f} = \frac{53246}{400^2 2\pi 50} = 1059,296 \mu F$$

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi f_5 C_5} = \frac{1}{2\pi 250 * 1059,296 * 10^{-6}} = 0,601 \Omega$$

$$X_{L5} = X_{C5} = 0,601 \Omega$$

$$L_5 = \frac{X_{L5}}{2\pi f_5} = \frac{0,601}{2\pi 250} = 382,577 \mu H$$

$$X_L = 2\pi f L_5 = 2\pi 50 * 382,577 * 10^{-6} = 0,1202 \Omega$$

$$R = \frac{1}{Q} * \sqrt{\frac{L}{C}} = \frac{1}{60} * \sqrt{\frac{382,577 * 10^{-6}}{1059,356 * 10^{-6}}} = 0,0100 \Omega$$

## 4.6 Pengaruh Filter Harmonisa Terhadap Tingkat Harmonisa

### 4.6.1 Kasus 1

**Tabel 4.18** Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 1

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,15	0,18	0,17	0,22	0,52	3	5
Bus7 0.4 kV	1,85	2,02	1,85	1,55	7,68	5	8
Bus8 0.4 kV	0,18	0,14	0,16	0	0,43	5	8
Bus9 0.4 kV	0	0,11	0	0,28	0,53	5	8

**Tabel 4.19** Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 1

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	6,17
bus2	bus7	114,87
	bus8	6,23
	bus9	4,71
	bus6	5,02

Pada bus7, tingkat harmonisa orde 5, orde 7, dan orde 11 belum sesuai standar. Sehingga filter *single-tuned* pada orde-orde tersebut dipasang di bus7. Namun, pemasangan filter *single-tuned* orde lain masih diperlukan untuk menurunkan THD bus7 agar di bawah 8%. Setelah pemasangan filter *single-tuned* orde 5, orde 7, orde 11, orde 13,



orde 17, orde 19, orde 23, dan orde 25, IHD dan THD bus 7 sesuai standar. Sedangkan untuk bus8 dan bus9, pemasangan filter dilakukan hanya untuk memperbaiki faktor daya karena tingkat harmonisa pada bus8 dan bus9 sebelum dipasang filter sudah memenuhi standar.

#### 4.6.2 Kasus 2a

**Tabel 4.20** Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 2a

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,19	0,18	0,15	0,29	0,39	3	5
Bus7 0.4 kV	2,79	2,09	1,71	0,76	3,98	5	8
Bus8 0.4 kV	0	0,12	0	0,26	0,43	5	8
Bus9 0.4 kV	0	0,11	0	0,26	0,45	5	8

**Tabel 4.21** Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 1

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	6,55
bus2	bus7	145,29
	bus8	6,41
	bus9	5,82
	bus6	5,04

Seperti pada kasus 1, sumber harmonisa diatur pada bus7 namun dengan tingkat harmonisa yang berbeda. Pada bus7 muncul harmonisa orde 5, orde 7, orde 11, dan orde 13. Sehingga hanya perlu dipasang filter *single-tuned* pada orde-orde tersebut. Setelah pemasangan filter *single-tuned* pada orde 5, orde 7, orde 11, dan orde 13 pada bus7, tingkat harmonisa pada semua bus memenuhi standar. Sedangkan untuk bus8 dan bus9, pemasangan filter dilakukan hanya untuk memperbaiki faktor daya.

#### 4.6.3 Kasus 2b

**Tabel 4.22** Nilai harmonisa tegangan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 2a

Bus	IHD tiap orde (%)				THD (%)	Standar	
	5	7	11	13		IHD (%)	THD (%)
Bus2 10 kV	0,20	0,59	0,48	0,34	0,88	3	5
Bus7 0.4 kV	0	0,26	0,18	0	0,43	5	8
Bus8 0.4 kV	1,17	2,60	2,09	1,30	3,80	5	8
Bus9 0.4 kV	0,62	1,55	1,23	0,81	2,28	5	8

**Tabel 4.23** Nilai harmonisa arus setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 2b

Dari bus	Menuju bus	TDD (%)
bus1	bus2	13,90
bus2	bus7	23,33
	bus8	76,75
	bus9	31,60
	bus6	5,05

Pada kasus ini, pemasangan filter *single-tuned* dilakukan hanya untuk memperbaiki faktor daya. Sehingga tingkat harmonisa pada kasus ini tidak perlu diperhatikan karena tingkat harmonisa sebelum dipasang filter *single-tuned* sudah sesuai standar.

Dari semua kasus tersebut, pemasangan filter *single-tuned* dapat menurunkan TDD. Namun nilai TDD setelah dipasang filter masih cukup tinggi sehingga diperlukan metode lain untuk meredam TDD secara lebih optimal.

## 4.7 Pengaruh Filter Harmonisa Terhadap Faktor Daya

### 4.7.1 Kasus 1

**Tabel 4.24** Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 1

Bus	cos $\phi$ sebelum dipasang filter (%)	cos $\phi$ setelah dipasang filter (%)
Bus2 10 kV	86,0	95,0
Bus7 0,4 kV	40,5	95,5
Bus8 0,4 kV	74,7	94,9
Bus9 0,4 kV	73,5	94,8

### 4.7.2 Kasus 2a

**Tabel 4.25** Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 2a

Bus	cos $\phi$ sebelum dipasang filter (%)	cos $\phi$ setelah dipasang filter (%)
Bus2 10 kV	86,0	95,1
Bus7 0.4 kV	40,5	95,6
Bus8 0.4 kV	74,7	95,5
Bus9 0.4 kV	73,5	95,3

### 4.7.3 Kasus 2b

**Tabel 4.26** Perbandingan faktor daya sebelum dan setelah pemasangan filter *single-tuned* pada kasus 2b

Bus	cos $\phi$ sebelum dipasang filter (%)	cos $\phi$ setelah dipasang filter (%)
Bus2 10 kV	86,0	95,2
Bus7 0.4 kV	40,5	96,1
Bus8 0.4 kV	74,7	95,5
Bus9 0.4 kV	73,5	95,3

Dari hasil tersebut, terlihat bahwa besarnya faktor daya setelah pemasangan filter *single-tuned* sesuai dengan perhitungan. Karena semua filter *single-tuned* dirancang untuk menaikkan faktor daya menjadi 95%.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis dari tugas akhir ini, dapat diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut.

- Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* terdiri dari bus AC dan bus DC. Sehingga pada ETAP diperlukan dua jenis simulasi aliran daya, yaitu *DC load flow* dan *AC load flow* yang dilakukan secara terpisah.
- Meskipun simulasi *DC load flow* dan *AC load flow* pada ETAP tidak dapat dilakukan secara bersamaan, kedua simulasi tersebut saling berkaitan melalui besarnya daya AC dan daya DC pada *inverter* dan *converter*.
- Simulasi *DC load flow* tidak dipengaruhi oleh variasi beban nonlinier dari berbagai kasus.
- Semakin jauh sumber harmonisa, distorsi harmonisa yang diperoleh semakin kecil.
- Penambahan sumber harmonisa tidak selalu menaikkan IHD dan THD dari sistem.
- Dengan total kapasitas kompensasi daya reaktif yang sama, kombinasi dari beberapa filter *single-tuned* dengan orde yang berbeda lebih efektif menurunkan THD dibanding menggunakan sebuah filter *single-tuned* yang meredam hanya satu orde harmonisa.
- Penggunaan filter *single-tuned* kurang efektif untuk meredam harmonisa arus.

#### **5.2 Saran**

Saran yang dapat diberikan untuk pengembangan dari simulasi tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

- Nilai kapasitor, induktor, dan resistor yang diperoleh dari hasil perhitungan dalam merancang filter *single-tuned* sebaiknya dilakukan validasi dengan fitur *filter sizing* yang telah disediakan ETAP.

- Dalam meredam harmonisa terutama harmonisa arus, sebaiknya digunakan filter atau peredam jenis lain.
- Hasil dari tugas akhir ini diharapkan dapat dijadikan referensi atau perbandingan dengan metode peredaman harmonisa yang lain pada penelitian selanjutnya.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Chen, X. dan Zhang, G., “Harmonic Analysis of AC-DC Hybrid Microgrid Based on ETAP”, IEEE 8th Internasional Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016
- [2] IEEE Std 519-2014, “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, IEEE Standard Association, 2014
- [3] Satria, D., “Optimasi Penempatan DG Menggunakan Metode PSO pada Jaringan Distribusi Mikrogrid untuk Meminimalisasi Rugi Daya”, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2015
- [4] Justo, J., Mwasilu, F., Lee, J., dan Jung, J., “AC-Microgrids Versus DC-Microgrids with Distributed Energy Resources: A Review”, Elsevier, Maret, 2013
- [5] Rockwell Automation, “18-Pulse Low Harmonic Drive Packages”,
- [6] Schneider Electric, “PowerGuard Series C 18-Pulse Enclosed Drive Controllers”, 2007
- [7] Arrillaga, J. dan Watson, N., “Power System Hamonycs”, University of Canterbury, Christchurch, New Zealand, 2003
- [8] Patsalides, M., Stavrou, A., Makrides, G., Efthimiou, V., dan Georghiou, G., “Harmonic Response of Distributed Grid Connected Photovoltaic Systems”, University of Cyprus
- [9] Bing, C., Xiaodong, Y., Yang, X., “Power Quality Measurement and Comparison Between Two Wind Farms Equipped with FSIG+PMSG and DFIG”, International Conference on Power System Technology, 2010
- [10] Haeberlin, H., “Evolution of Inverter for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000”, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001
- [11] Praseto, R., “Analisis Harmonisa pada Sistem Pembangkit Listrik Wind Turbine – Photovoltaic Microgrid”, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2014
- [12] Amin, M., “Hybrid Microgrid and Its Coordination”, California State University, Northridge, 2016

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Chen, X. dan Zhang, G., “Harmonic Analysis of AC-DC Hybrid Microgrid Based on ETAP”, IEEE 8th Internasional Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016
- [2] IEEE Std 519-2014, “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, IEEE Standard Association, 2014
- [3] Satria, D., “Optimasi Penempatan DG Menggunakan Metode PSO pada Jaringan Distribusi Mikrogrid untuk Meminimalisasi Rugi Daya”, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2015
- [4] Justo, J., Mwasilu, F., Lee, J., dan Jung, J., “AC-Microgrids Versus DC-Microgrids with Distributed Energy Resources: A Review”, Elsevier, Maret, 2013
- [5] Rockwell Automation, “18-Pulse Low Harmonic Drive Packages”,
- [6] Schneider Electric, “PowerGuard Series C 18-Pulse Enclosed Drive Controllers”, 2007
- [7] Arrillaga, J. dan Watson, N., “Power System Hamonycs”, University of Canterbury, Christchurch, New Zealand, 2003
- [8] Patsalides, M., Stavrou, A., Makrides, G., Efthimiou, V., dan Georghiou, G., “Harmonic Response of Distributed Grid Connected Photovoltaic Systems”, University of Cyprus
- [9] Bing, C., Xiaodong, Y., Yang, X., “Power Quality Measurement and Comparison Between Two Wind Farms Equipped with FSIG+PMSG and DFIG”, International Conference on Power System Technology, 2010
- [10] Haeberlin, H., “Evolution of Inverter for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000”, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 2001
- [11] Praseto, R., “Analisis Harmonisa pada Sistem Pembangkit Listrik Wind Turbine – Photovoltaic Microgrid”, Tugas Akhir, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2014
- [12] Amin, M., “Hybrid Microgrid and Its Coordination”, California State University, Northridge, 2016

LAMPIRAN

1 DC load flow

LOAD FLOW REPORT

Bus			Op. V		Source		Load (kW)			Load Flow		
ID	Type	V	%	kW	Const. kVA	Const. Z	Const. I	To Bus ID	kW	Amp		
dcBus1	Load	700.0	99.9	2.145	400.50	0.00	0.00	dcBus12	-398.355	-569.608		
								Inv3	400.500	572.676		
								Battery1	-2.145	-3.068		
dcBus2	Voltage Reg.	700.0	105.0	562.343	562.34	0.00	0.00	Inv1	562.343	765.692		
								PV1	-562.343	-765.692		
dcBus3	Voltage Reg.	700.0	105.0	283.751	283.75	0.00	0.00	Inv2	283.751	386.056		
								PV2	-283.751	-386.056		
dcBus4	Voltage Reg.	220.0	100.0	200.000	0.00	200.00	0.00	Conv1	-200.000	-909.091		
								dcLoad1	200.000	909.091		
dcBus5	Voltage Reg.	220.0	100.0	200.000	0.00	200.00	0.00	Conv3	-200.000	-909.091		
								dcLoad2	200.000	909.091		
dcBus12	Voltage Reg.	700.0	100.0	398.726	0.00	0.00	0.00	dcBus1	398.726	569.608		
								Conv2	-398.726	-569.608		

2
2.1
2.1.1

Kasus 1
Sebelum dipasang filter harmonisa
AC load flow

LOAD FLOW REPORT

Bus										Load Flow										XMR	
ID		Voltage		Generation		Load				ID		MW		Mvar		Amp	%PF	%Tap			
Bus1	10,000	100,000	0.0	0.646	0.383	0	0	Bus2	0.646	0.383	43.3	86.0									
Bus2	10,000	99,750	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.644	-0.382	43.3	86.0									
								Bus3	0.033	0.074	4.7	40.4									
								Bus4	0.095	0.085	7.4	74.5									
								Bus6	0.425	0.139	25.9	95.0									
								Bus5	0.091	0.084	7.1	73.6									
Bus3	10,000	99,704	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.033	-0.074	4.7	40.3									
								Bus7	0.033	0.074	4.7	40.3									
Bus4	10,000	99,656	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.095	-0.085	7.4	74.5									
								Bus8	0.095	0.085	7.4	74.5									
Bus5	10,000	99,095	0.3	0	0	0	0	Bus2	-0.090	-0.084	7.1	73.3									
								Bus9	0.090	0.084	7.1	73.3									
Bus6	10,000	99,278	0.1	0	0	0.423	0.139	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0									
Bus7	0.400	98,973	0.0	0.805	0.202	0.838	0.275	Bus3	-0.033	-0.074	117.3	40.5									
Bus8	0.400	99,186	-0.2	0.676	0.169	0.771	0.254	Bus4	-0.095	-0.085	18.0	74.7									
Bus9	0.400	98,653	0.1	0.676	0.169	0.766	0.252	Bus5	-0.090	-0.083	178.7	73.5									

\* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)  
 # Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion									
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus1	10,000	100.00	100.01	103.70	1.09	37.10	0.00	0.00	1.09	1.09	
* Bus2	10,000	99.75	99.76	103.89	1.22	41.47	0.00	0.00	1.22	1.22	
Bus3	99.70	99.71	99.71	104.51	1.43	47.07	0.00	0.00	1.43	1.43	
Bus4	10,000	99.64	99.64	103.76	1.22	41.37	0.00	0.00	1.22	1.22	
Bus5	99.09	99.10	99.10	103.11	1.19	40.91	0.00	0.00	1.19	1.19	
Bus6	10,000	99.28	99.29	103.38	1.22	41.67	0.00	0.00	1.22	1.22	
* Bus7	0.400	98.97	100.15	156.10	15.44	670.81	0.00	0.00	15.44	15.44	
Bus8	0.400	99.19	99.19	102.47	1.00	33.97	0.00	0.00	1.00	1.00	
Bus9	0.400	98.65	98.66	101.89	0.99	34.34	0.00	0.00	1.00	1.00	

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

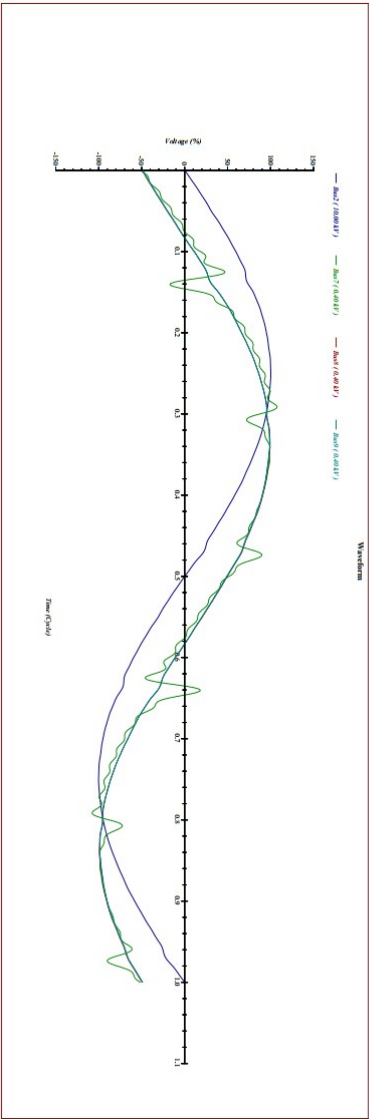
# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

2.1.2 Harmonic load flow

**System Harmonics Branch Information**

Bus		Current Distortion													
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASIM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %		
Bus1	Bus2	43.34	44.04	61.98	18.14	217.19	9565.96	9565.96	0.00	0.00	0.00	18.14	18.14		
	Bus1	43.34	44.04	61.98	18.14	217.19	9565.96	9565.96	0.00	0.00	0.00	18.14	18.14		
	Bus3	4.69	10.53	26.33	201.02	994.09	10468.35	10468.35	0.00	0.00	0.00	201.02	201.02		
	Bus4	7.40	7.41	8.57	6.34	87.04	645.40	645.40	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
Bus2	Bus6	25.88	25.91	29.07	5.16	131.31	3402.60	3402.60	0.00	0.00	0.00	5.16	5.16		
	Bus5	7.15	7.16	8.22	6.06	83.65	599.20	599.20	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
	Bus3	4.69	10.53	26.33	201.02	994.09	10468.35	10468.35	0.00	0.00	0.00	201.02	201.02		
	Bus7	4.69	10.53	26.33	201.02	994.09	10468.35	10468.35	0.00	0.00	0.00	201.02	201.02		
Bus3	Bus2	43.34	44.04	61.98	18.14	217.19	9565.96	9565.96	0.00	0.00	0.00	18.14	18.14		
	Bus1	43.34	44.04	61.98	18.14	217.19	9565.96	9565.96	0.00	0.00	0.00	18.14	18.14		
	Bus3	4.69	10.53	26.33	201.02	994.09	10468.35	10468.35	0.00	0.00	0.00	201.02	201.02		
	Bus4	7.40	7.41	8.57	6.34	87.04	645.40	645.40	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
Bus4	Bus2	7.40	7.41	8.57	6.34	87.04	645.40	645.40	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
	Bus8	7.40	7.41	8.57	6.34	87.04	645.40	645.40	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
	Bus2	7.40	7.41	8.57	6.34	87.04	645.40	645.40	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
	Bus9	7.15	7.16	8.22	6.06	83.65	599.20	599.20	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
Bus5	Bus9	7.15	7.16	8.22	6.06	83.65	599.20	599.20	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
	Bus2	25.88	25.91	29.07	5.16	131.31	3402.60	3402.60	0.00	0.00	0.00	5.16	5.16		
	Bus3	117.26	263.26	658.17	201.02	994.09	261708.80	261708.80	0.00	0.00	0.00	201.02	201.02		
	Bus4	185.00	185.37	214.13	6.34	87.04	16134.98	16134.98	0.00	0.00	0.00	6.34	6.34		
Bus6	Bus3	178.74	179.07	205.39	6.06	83.65	14980.03	14980.03	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
	Bus5	178.74	179.07	205.39	6.06	83.65	14980.03	14980.03	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
	Bus9	178.74	179.07	205.39	6.06	83.65	14980.03	14980.03	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		
	Bus4	178.74	179.07	205.39	6.06	83.65	14980.03	14980.03	0.00	0.00	0.00	6.06	6.06		

2.1.3 Bentuk gelombang



LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation			Load			Load Flow					NEMR	
ID	KV	%Mag.	Ang.	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Amp	%PF	%Tap		
• Bus1	10.000	100.000	0.0	0.661	0.218	0	0	0	0	Bus2	0.661	0.218	40.2	95.0			
Bus2	10.000	99.767	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus1	-0.659	-0.217	40.2	95.0			
										Bus3	0.042	0.013	2.5	95.4			
										Bus4	0.099	0.033	6.0	94.8			
										Bus5	0.425	0.139	25.9	95.0			
										Bus6	0.094	0.032	5.8	94.7			
Bus3	10.000	99.721	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.042	-0.013	2.5	95.4			
										Bus7	0.042	0.013	2.5	95.4			
Bus4	10.000	99.657	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.098	-0.033	6.0	94.8			
										Bus8	0.098	0.033	6.0	94.8			
Bus5	10.000	99.139	0.1	0	0	0	0	0	0	Bus2	-0.093	-0.032	5.8	94.6			
										Bus9	0.093	0.032	5.8	94.6			
Bus6	10.000	99.295	0.0	0	0	0.423	0.139	0.139	0.201	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0			
Bus7	0.400	99.510	-0.2	0.805	0.202	0.847	0.278	0.278	0.201	Bus3	-0.042	-0.013	63.6	95.5			
										Bus16	0.000	-0.064	92.1	-0.3			
Bus8	0.400	99.444	-0.2	0.676	0.169	0.775	0.201	0.201	0.200	Bus4	-0.098	-0.032	150.3	94.9			
Bus9	0.400	98.933	-0.2	0.676	0.169	0.770	0.200	0.200	0.200	Bus5	-0.093	-0.031	143.8	94.8			
Bus16	0.400	99.510	-0.2	0	0	0.000	-0.064	-0.064	0.000	Bus7	0.000	0.064	92.1	-0.3			

2.2 Setelah dipasang filter harmonisa  
2.2.1 AC load flow

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion								
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	10.000	100.00	100.00	101.81	0.47	26.19	0.00	0.00	0.47	0.47
Bus2	10.000	99.77	99.77	101.79	0.52	29.24	0.00	0.00	0.52	0.52
Bus3	10.000	99.72	99.72	102.04	0.60	32.85	0.00	0.00	0.60	0.60
Bus4	10.000	99.66	99.66	101.66	0.52	29.07	0.00	0.00	0.52	0.52
Bus5	10.000	99.14	99.14	101.12	0.51	28.91	0.00	0.00	0.52	0.52
Bus6	10.000	99.30	99.30	101.32	0.53	29.80	0.00	0.00	0.53	0.53
Bus7	0.400	99.51	99.80	129.57	7.68	528.74	0.00	0.00	7.68	7.68
Bus8	0.400	99.44	99.45	101.02	0.43	19.36	0.00	0.00	0.43	0.43
Bus9	0.400	98.94	98.94	100.79	0.53	25.14	0.00	0.00	0.53	0.53
Bus16	0.400	99.51	99.80	129.57	7.68	528.74	0.00	0.00	7.68	7.68

\* IndicatesTHD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

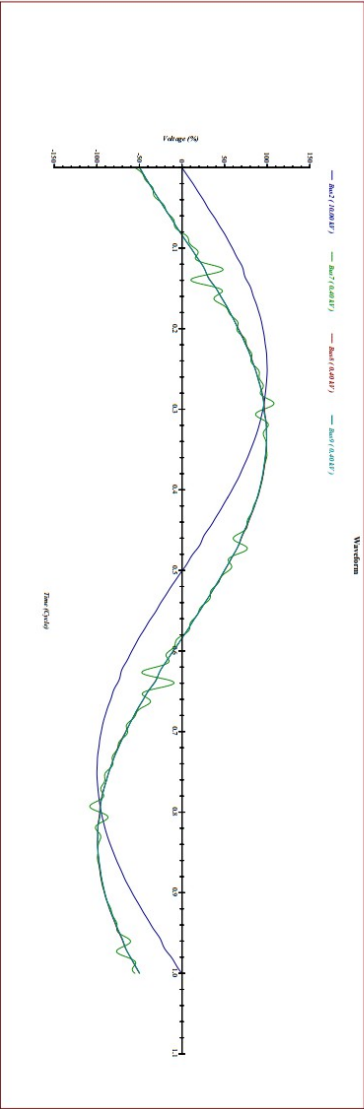
2.2.2 Harmonic load flow



**System Harmonics Branch Information**

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	Bus2	40.14	40.22	47.38	6.17	122.52	4927.59	4927.59	0.00	0.00	0.00	6.17	6.17
	Bus1	40.14	40.22	47.38	6.17	122.52	4927.59	4927.59	0.00	0.00	0.00	6.17	6.17
	Bus3	2.54	3.87	10.62	114.87	1300.52	5035.28	5035.28	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
	Bus4	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
Bus2	Bus6	25.87	25.91	29.01	5.02	130.76	3387.73	3387.73	0.00	0.00	0.00	5.02	5.02
	Bus5	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus7	2.54	3.87	10.62	114.87	1300.52	5035.28	5035.28	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
	Bus8	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
Bus3	Bus7	2.54	3.87	10.62	114.87	1300.52	5035.28	5035.28	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
	Bus2	2.54	3.87	10.62	114.87	1300.52	5035.28	5035.28	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
	Bus4	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus8	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
Bus4	Bus2	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus8	6.01	6.02	6.98	6.23	117.44	707.49	707.49	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus9	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus2	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
Bus5	Bus9	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus2	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus6	25.87	25.91	29.01	5.02	130.76	3387.73	3387.73	0.00	0.00	0.00	5.02	5.02
	Bus3	63.56	96.79	265.54	114.87	1300.52	125882.10	125882.10	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
Bus6	Bus3	63.56	96.79	265.54	114.87	1300.52	125882.10	125882.10	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
	Bus16	92.15	381.25	1089.07	401.48	1786.00	680908.40	680908.40	0.00	0.00	0.00	401.48	401.48
	Bus4	150.32	150.61	174.42	6.23	117.44	17687.25	17687.25	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus5	142.80	142.96	161.75	4.71	131.67	18824.40	18824.40	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
Bus7	Bus5	142.80	142.96	161.75	4.71	131.67	18824.40	18824.40	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus4	150.32	150.61	174.42	6.23	117.44	17687.25	17687.25	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus16	92.15	381.25	1089.07	401.48	1786.00	680908.40	680908.40	0.00	0.00	0.00	401.48	401.48
	Bus2	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
Bus8	Bus2	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus9	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus6	25.87	25.91	29.01	5.02	130.76	3387.73	3387.73	0.00	0.00	0.00	5.02	5.02
	Bus3	63.56	96.79	265.54	114.87	1300.52	125882.10	125882.10	0.00	0.00	0.00	114.87	114.87
Bus9	Bus2	5.71	5.72	6.47	4.71	131.67	752.98	752.98	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus5	142.80	142.96	161.75	4.71	131.67	18824.40	18824.40	0.00	0.00	0.00	4.71	4.71
	Bus4	150.32	150.61	174.42	6.23	117.44	17687.25	17687.25	0.00	0.00	0.00	6.23	6.23
	Bus16	92.15	381.25	1089.07	401.48	1786.00	680908.40	680908.40	0.00	0.00	0.00	401.48	401.48

2.2.3 Bentuk gelombang



3
3.1
3.1.1

Kasus 2a
Sebelum dipasang filter harmonisa
AC load flow

Bus		Voltage				Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%F	%Tap		
Bus1	10,000	100,000	0.0	0.646	0.383	0	0	Bus2	0.646	0.383	43.3	86.0			
Bus2	10,000	99,750	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.644	-0.382	43.3	86.0			
								Bus3	0.033	0.074	4.7	40.4			
								Bus4	0.095	0.085	7.4	74.5			
								Bus6	0.425	0.139	25.9	95.0			
								Bus5	0.091	0.084	7.1	73.6			
Bus3	10,000	99,704	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.033	-0.074	4.7	40.3			
								Bus7	0.033	0.074	4.7	40.3			
Bus4	10,000	99,656	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.095	-0.085	7.4	74.5			
								Bus8	0.095	0.085	7.4	74.5			
Bus5	10,000	99,095	0.3	0	0	0	0	Bus2	-0.090	-0.084	7.1	73.3			
								Bus9	0.090	0.084	7.1	73.3			
Bus6	10,000	99,278	0.1	0	0	0.423	0.139	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0			
Bus7	0.400	98,973	0.0	0.805	0.202	0.838	0.275	Bus3	-0.033	-0.074	117.3	40.5			
Bus8	0.400	99,186	-0.2	0.676	0.169	0.771	0.254	Bus4	-0.095	-0.085	185.0	74.7			
Bus9	0.400	98,653	0.1	0.676	0.169	0.766	0.252	Bus5	-0.090	-0.083	178.7	73.5			

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion								
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	10,000	100.00	100.01	102.42	1.02	12.89	0.00	0.00	1.02	1.02
* Bus2	10,000	99.75	99.76	102.46	1.15	14.44	0.00	0.00	1.15	1.15
Bus3	10,000	99.70	99.71	102.40	1.14	14.33	0.00	0.00	1.14	1.14
Bus4	10,000	99.64	99.64	102.58	1.28	15.19	0.00	0.00	1.28	1.28
Bus5	10,000	99.09	99.11	102.41	1.52	16.36	0.00	0.00	1.52	1.52
Bus6	10,000	99.28	99.28	102.08	1.16	15.64	0.00	0.00	1.16	1.16
Bus7	0.400	98.97	98.97	100.69	0.62	7.33	0.00	0.00	0.62	0.62
* Bus8	0.400	99.19	99.31	109.57	5.01	47.30	0.00	0.00	5.01	5.01
# * Bus9	0.400	98.65	98.70	105.40	3.10	32.46	0.00	0.00	3.10	3.10

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

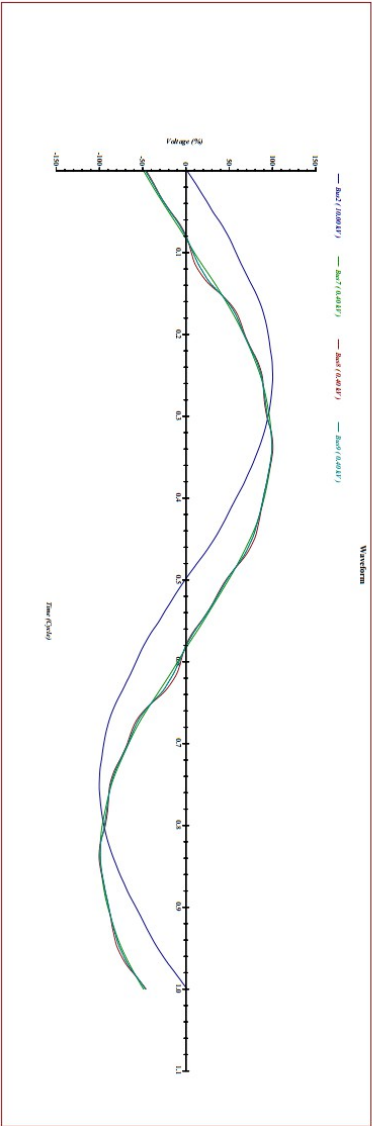
3.1.2 Harmonic load flow

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion											
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF %	IT Amp	ITB Amp	ITR Amp	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
Bus1	Bus2	43.34	44.29	60.63	21.05	120.06	5317.18	5317.18	0.00	0.00	0.00	21.05	21.05
	Bus3	43.34	44.29	60.63	21.05	120.06	5317.18	5317.18	0.00	0.00	0.00	21.05	21.05
	Bus3	4.69	4.73	6.27	13.40	81.04	383.49	383.49	0.00	0.00	0.00	13.40	13.40
	Bus4	7.40	10.37	20.16	98.26	351.65	3648.23	3648.23	0.00	0.00	0.00	98.26	98.26
	Bus6	25.88	25.91	29.08	5.18	130.47	3380.89	3380.89	0.00	0.00	0.00	5.18	5.18
	Bus5	7.15	7.79	12.75	43.21	217.82	1696.56	1696.56	0.00	0.00	0.00	43.21	43.21
Bus3	Bus2	4.69	4.73	6.27	13.40	81.04	383.49	383.49	0.00	0.00	0.00	13.40	13.40
	Bus7	4.69	4.73	6.27	13.40	81.04	383.49	383.49	0.00	0.00	0.00	13.40	13.40
Bus4	Bus2	7.40	10.37	20.16	98.26	351.65	3648.23	3648.23	0.00	0.00	0.00	98.26	98.26
	Bus8	7.40	10.37	20.16	98.26	351.65	3648.23	3648.23	0.00	0.00	0.00	98.26	98.26
Bus5	Bus2	7.15	7.79	12.75	43.21	217.82	1696.56	1696.56	0.00	0.00	0.00	43.21	43.21
	Bus9	7.15	7.79	12.75	43.21	217.82	1696.56	1696.56	0.00	0.00	0.00	43.21	43.21
Bus6	Bus2	25.88	25.91	29.08	5.18	130.47	3380.89	3380.89	0.00	0.00	0.00	5.18	5.18
Bus7	Bus3	117.26	118.31	156.64	13.40	81.04	9587.30	9587.30	0.00	0.00	0.00	13.40	13.40
Bus8	Bus4	185.00	259.36	505.95	98.26	351.65	91205.70	91205.70	0.00	0.00	0.00	98.26	98.26
Bus9	Bus5	178.74	194.72	318.65	43.21	217.82	42413.91	42413.91	0.00	0.00	0.00	43.21	43.21

3.1.2 Hamonic load flow (lanjutan)

3.1.3 Bentuk gelombang



3.2

Setelah dipasang filter harmonia

3.2.1

AC load flow

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow			XEMR		
ID	kV	%Mag	Avg	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus1	10.000	100.000	0.0	0.661	0.214	0	0	Bus2	0.661	0.214	40.1	95.1	
Bus2	10.000	99.768	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.659	-0.214	40.1	95.1	
								Bus3	0.042	0.013	2.5	95.5	
								Bus4	0.098	0.031	6.0	95.3	
								Bus6	0.425	0.139	25.9	95.0	
								Bus5	0.094	0.030	5.7	95.2	
Bus3	10.000	99.721	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.042	-0.013	2.5	95.5	
								Bus7	0.042	0.013	2.5	95.5	
Bus4	10.000	99.658	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.098	-0.031	6.0	95.3	
								Bus8	0.098	0.031	6.0	95.3	
Bus5	10.000	99.141	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.093	-0.030	5.7	95.2	
								Bus9	0.093	0.030	5.7	95.2	
Bus6	10.000	99.295	0.0	0	0	0.423	0.139	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0	
Bus7	0.400	99.512	-0.2	0.805	0.202	0.847	0.278	Bus3	-0.042	-0.013	63.6	95.6	
								Bus16	0.000	-0.064	92.3	-0.3	
Bus8	0.400	99.454	-0.2	0.676	0.169	0.775	0.200	Bus4	-0.098	-0.031	149.3	95.5	
Bus9	0.400	98.944	-0.2	0.676	0.169	0.770	0.199	Bus5	-0.093	-0.030	142.8	95.3	
Bus16	0.400	99.512	-0.2	0	0	0.000	-0.064	Bus7	0.000	0.064	92.3	-0.3	

3.2.2      Harmonic load flow

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion									
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus1	10,000	100.00	100.00	101.08	0.35	9.56	0.00	0.00	0.35	0.35	
Bus2	10,000	99.77	99.77	100.98	0.39	10.69	0.00	0.00	0.39	0.39	
Bus3	10,000	99.72	99.72	101.08	0.46	10.82	0.00	0.00	0.46	0.46	
Bus4	10,000	99.66	99.66	100.85	0.38	10.56	0.00	0.00	0.39	0.39	
Bus5	10,000	99.14	99.14	100.24	0.36	10.25	0.00	0.00	0.36	0.36	
Bus6	10,000	99.30	99.30	100.59	0.40	12.30	0.00	0.00	0.40	0.40	
Bus7	0.400	99.51	99.59	107.52	3.98	30.86	0.00	0.00	3.98	3.98	
Bus8	0.400	99.45	99.45	100.85	0.43	16.92	0.00	0.00	0.43	0.43	
Bus9	0.400	98.94	98.94	100.38	0.45	18.05	0.00	0.00	0.45	0.45	
Bus16	0.400	99.51	99.59	107.52	3.98	30.86	0.00	0.00	3.98	3.98	

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.  
# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

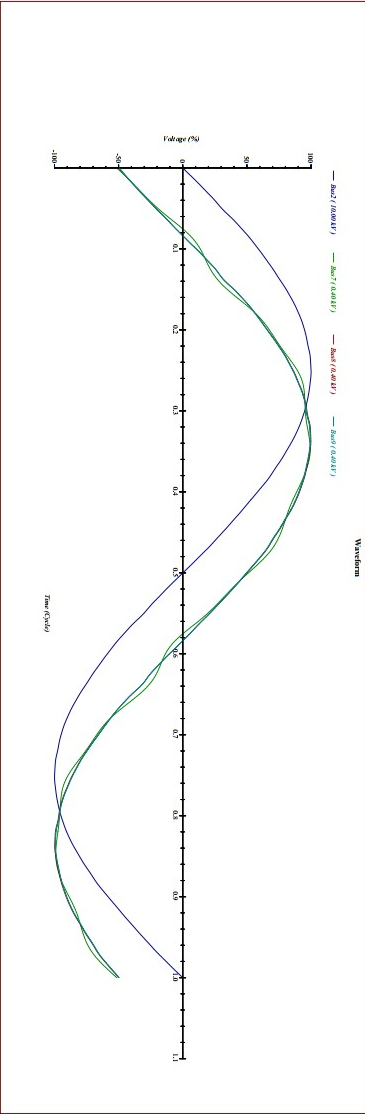


3.2.2 Harmonic loaf flow (lanjutan)

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion													
From Bus ID	To Bus ID	Fund.		RMS		ASIM		THD		TIF		IT		ITB	
		Amp	Amp	Amp	Amp	%	%	%	%	Amp	Amp	Amp	Amp	%	%
Bus1	Bus2	40.10	40.19	46.32	6.55	68.58	2755.93	2755.93	0.00	0.00	0.00	0.00	6.55	6.55	6.55
	Bus1	40.10	40.19	46.32	6.55	68.58	2755.93	2755.93	0.00	0.00	0.00	0.00	6.55	6.55	6.55
	Bus3	2.54	4.48	9.04	145.29	318.10	1426.27	1426.27	0.00	0.00	0.00	0.00	145.29	145.29	145.29
	Bus4	5.97	5.99	6.93	6.41	151.41	906.36	906.36	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	6.41	6.41
	Bus6	25.87	25.91	29.02	5.04	130.51	3381.20	3381.20	0.00	0.00	0.00	0.00	5.04	5.04	5.04
	Bus5	5.71	5.72	6.57	5.82	149.30	854.27	854.27	0.00	0.00	0.00	0.00	5.82	5.82	5.82
	Bus2	2.54	4.48	9.04	145.29	318.10	1426.27	1426.27	0.00	0.00	0.00	0.00	145.29	145.29	145.29
Bus4	Bus7	2.54	4.48	9.04	145.29	318.10	1426.27	1426.27	0.00	0.00	0.00	0.00	145.29	145.29	145.29
	Bus2	5.97	5.99	6.93	6.41	151.41	906.36	906.36	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	6.41	6.41
	Bus8	5.97	5.99	6.93	6.41	151.41	906.36	906.36	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	6.41	6.41
Bus5	Bus2	5.71	5.72	6.57	5.82	149.30	854.27	854.27	0.00	0.00	0.00	0.00	5.82	5.82	5.82
	Bus9	5.71	5.72	6.57	5.82	149.30	854.27	854.27	0.00	0.00	0.00	0.00	5.82	5.82	5.82
Bus6	Bus2	25.87	25.91	29.02	5.04	130.51	3381.20	3381.20	0.00	0.00	0.00	0.00	5.04	5.04	5.04
Bus7	Bus3	63.55	112.09	226.05	145.29	318.10	35656.83	35656.83	0.00	0.00	0.00	0.00	145.29	145.29	145.29
Bus8	Bus16	92.33	498.47	947.31	530.54	478396	238746.40	238746.40	0.00	0.00	0.00	0.00	530.54	530.54	530.54
	Bus4	149.35	149.65	173.21	6.41	151.41	22659.07	22659.07	0.00	0.00	0.00	0.00	6.41	6.41	6.41
	Bus5	142.81	143.05	164.25	5.82	149.30	21356.72	21356.72	0.00	0.00	0.00	0.00	5.82	5.82	5.82
Bus16	Bus7	92.33	498.47	947.31	530.54	478396	238746.40	238746.40	0.00	0.00	0.00	0.00	530.54	530.54	530.54

3.2.3 Bentuk gelombang



4
4.1
4.1.1

Kasus 2b
Sebelum dipasang filter harmonisa
AC load flow

LOAD FLOW REPORT

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow			XFER	
ID	KV	% Reg.	Avg.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	10,000	100,000	0.0	0.646	0.383	0	0	Bus2	0.646	0.383	43.3	86.0	
Bus2	10,000	99.750	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.644	-0.382	43.3	86.0	
								Bus3	0.033	0.074	4.7	40.4	
								Bus4	0.095	0.085	7.4	74.5	
								Bus6	0.425	0.139	25.9	95.0	
								Bus5	0.091	0.084	7.1	73.6	
Bus3	10,000	99.704	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.033	-0.074	4.7	40.3	
								Bus7	0.033	0.074	4.7	40.3	
Bus4	10,000	99.656	0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.095	-0.085	7.4	74.5	
								Bus8	0.095	0.085	7.4	74.5	
Bus5	10,000	99.095	0.3	0	0	0	0	Bus2	-0.090	-0.084	7.1	73.3	
								Bus9	0.090	0.084	7.1	73.3	
Bus6	10,000	99.278	0.1	0	0	0.423	0.139	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0	
Bus7	0.400	98.973	0.0	0.805	0.202	0.838	0.275	Bus3	-0.033	-0.074	117.3	40.5	
Bus8	0.400	99.186	-0.2	0.676	0.169	0.771	0.254	Bus4	-0.095	-0.085	185.0	74.7	
Bus9	0.400	98.653	0.1	0.676	0.169	0.766	0.252	Bus5	-0.090	-0.083	176.7	73.5	

**System Harmonics Bus Information**

Bus			Voltage Distortion								
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus1	10,000	100.00	100.01	102.42	1.02	12.89	0.00	0.00	1.02	1.02	
* Bus2	10,000	99.75	99.76	102.46	1.15	14.44	0.00	0.00	1.15	1.15	
Bus3	10,000	99.70	99.71	102.40	1.14	14.33	0.00	0.00	1.14	1.14	
Bus4	10,000	99.64	99.64	102.58	1.28	15.19	0.00	0.00	1.28	1.28	
Bus5	10,000	99.09	99.11	102.41	1.52	16.36	0.00	0.00	1.52	1.52	
Bus6	10,000	99.28	99.28	102.08	1.16	15.64	0.00	0.00	1.16	1.16	
Bus7	0.400	98.97	98.97	100.69	0.62	7.33	0.00	0.00	0.62	0.62	
* Bus8	0.400	99.19	99.31	109.57	5.01	47.30	0.00	0.00	5.01	5.01	
* Bus9	0.400	98.65	98.70	105.40	3.10	32.46	0.00	0.00	3.10	3.10	

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

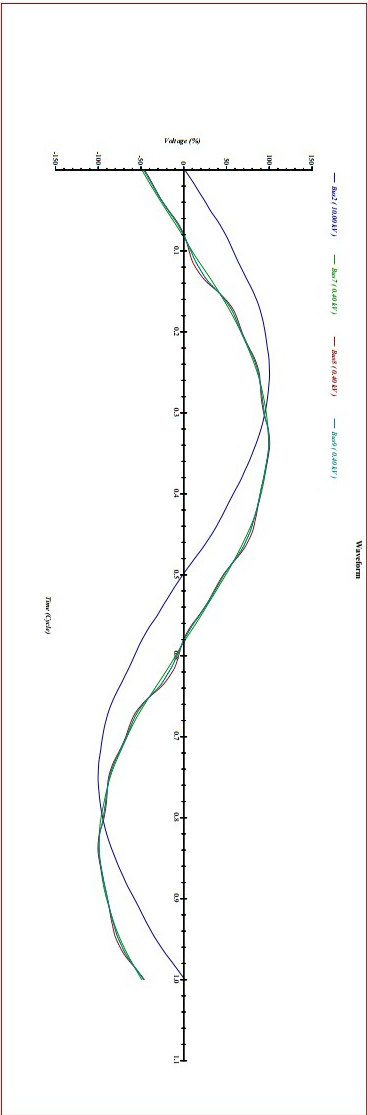
# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

4.1.2      Harmonic load flow (lanjutan)

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion															
From Bus ID	To Bus ID	Fund.		RMS		ASIM		THD %	TIF		IT		ITR %	THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
		Amp		Amp		Amp			Amp		Amp						
Bus1	Bus2	43.34		44.29		60.63		21.05	120.06		5317.18		0.00	0.00		21.05	21.05
	Bus3	4.69		4.73		6.27		13.40	81.04		383.49		0.00	0.00		13.40	13.40
	Bus4	7.40		10.37		20.16		98.26	351.65		3648.23		0.00	0.00		98.26	98.26
	Bus6	25.88		25.91		29.08		5.18	130.47		3380.89		0.00	0.00		5.18	5.18
Bus2	Bus5	7.15		7.79		12.75		43.21	217.82		1696.56		0.00	0.00		43.21	43.21
	Bus7	4.69		4.73		6.27		13.40	81.04		383.49		0.00	0.00		13.40	13.40
	Bus2	7.40		10.37		20.16		98.26	351.65		3648.23		0.00	0.00		98.26	98.26
	Bus8	7.40		10.37		20.16		98.26	351.65		3648.23		0.00	0.00		98.26	98.26
Bus4	Bus2	7.40		10.37		20.16		98.26	351.65		3648.23		0.00	0.00		98.26	98.26
	Bus8	7.40		10.37		20.16		98.26	351.65		3648.23		0.00	0.00		98.26	98.26
	Bus5	7.15		7.79		12.75		43.21	217.82		1696.56		0.00	0.00		43.21	43.21
	Bus9	7.15		7.79		12.75		43.21	217.82		1696.56		0.00	0.00		43.21	43.21
Bus5	Bus2	25.88		25.91		29.08		5.18	130.47		3380.89		0.00	0.00		5.18	5.18
	Bus3	117.26		118.31		156.64		13.40	81.04		9587.30		0.00	0.00		13.40	13.40
	Bus4	185.00		259.36		503.95		98.26	351.65		91205.70		0.00	0.00		98.26	98.26
	Bus6	178.74		194.72		318.65		43.21	217.82		42413.91		0.00	0.00		43.21	43.21

4.1.3 Bentuk gelombang



4.2 Setelah dipasang filter harmonisa

4.2.1 AC load flow

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow		XMR			
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
*Bus1	10,000	100,000	0.0	0.661	0.213	0	0	Bus2	0.661	0.213	40.1	95.2	
Bus2	10,000	99.768	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.659	-0.213	40.1	95.2	
								Bus3	0.042	0.012	2.5	96.0	
								Bus4	0.098	0.031	6.0	95.3	
								Bus6	0.425	0.139	25.9	95.0	
								Bus5	0.094	0.030	5.7	95.2	
Bus3	10,000	99.721	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.042	-0.012	2.5	96.0	
								Bus7	0.042	0.012	2.5	96.0	
Bus4	10,000	99.658	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.098	-0.031	6.0	95.3	
								Bus8	0.098	0.031	6.0	95.3	
Bus5	10,000	99.141	0.0	0	0	0	0	Bus2	-0.093	-0.030	5.7	95.2	
								Bus9	0.093	0.030	5.7	95.2	
Bus6	10,000	99.295	0.0	0	0	0.423	0.139	Bus2	-0.423	-0.139	25.9	95.0	
Bus7	0.400	99.518	-0.2	0.805	0.202	0.847	0.214	Bus3	-0.042	-0.012	63.5	96.1	
Bus8	0.400	99.454	-0.2	0.676	0.169	0.775	0.200	Bus4	-0.098	-0.031	149.3	95.5	
Bus9	0.400	98.944	-0.2	0.676	0.169	0.770	0.199	Bus5	-0.093	-0.030	142.8	95.3	

4.2.2      Harmonic load flow

System Harmonics Bus Information

Bus		Voltage Distortion									
ID	kV	Fund. %	RMS %	ASUM %	THD %	TIF	THD %	TSHD %	THDG %	THDS %	
Bus1	10,000	100.00	100.00	101.89	0.78	12.53	0.00	0.00	0.78	0.78	
Bus2	10,000	99.77	99.77	101.89	0.88	14.03	0.00	0.00	0.88	0.88	
Bus3	10,000	99.72	99.72	101.83	0.87	13.92	0.00	0.00	0.87	0.87	
Bus4	10,000	99.66	99.66	101.96	0.97	14.71	0.00	0.00	0.97	0.97	
Bus5	10,000	99.14	99.15	101.67	1.12	15.71	0.00	0.00	1.12	1.12	
Bus6	10,000	99.30	99.30	101.48	0.88	15.26	0.00	0.00	0.88	0.88	
Bus7	0.400	99.52	99.52	100.79	0.43	6.87	0.00	0.00	0.43	0.43	
Bus8	0.400	99.45	99.53	107.45	3.80	44.90	0.00	0.00	3.80	3.80	
Bus9	0.400	98.94	98.97	104.04	2.28	30.72	0.00	0.00	2.28	2.28	

● Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

● Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

\* Indicates THD (Total Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

# Indicates IHD (Individual Harmonic Distortion) Exceeds the Limit.

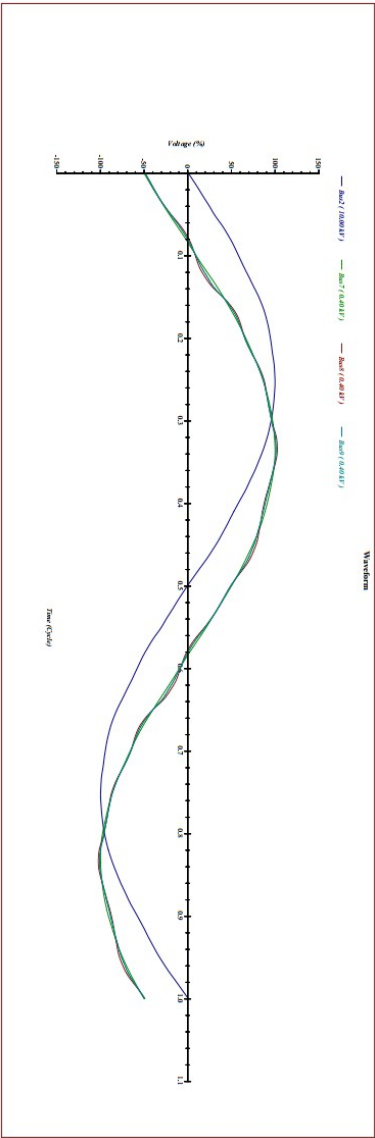


4.2.2 Harmonic load flow (lanjutan)

System Harmonics Branch Information

Bus		Current Distortion														
From Bus ID	To Bus ID	Fund. Amp	RMS Amp	ASUM Amp	THD %	TIF	ITF		ITB		ITR		THHD %	TSHD %	THDG %	THDS %
							Amp	%	Amp	%	Amp	%				
Bus1	Bus2	40.10	40.48	51.70	13.90	123.69	5007.40	5007.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.90	13.90
	Bus1	40.10	40.48	51.70	13.90	123.69	5007.40	5007.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.90	13.90
	Bus3	2.54	2.61	4.05	23.33	144.81	377.47	377.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
	Bus4	5.97	7.53	14.74	76.75	452.67	3408.75	3408.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
Bus2	Bus6	25.87	25.91	29.03	5.05	130.46	3380.00	3380.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.05	5.05
	Bus5	5.71	5.99	9.38	31.60	264.03	1581.77	1581.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60
	Bus2	2.54	2.61	4.05	23.33	144.81	377.47	377.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
	Bus7	2.54	2.61	4.05	23.33	144.81	377.47	377.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
Bus3	Bus5	5.71	5.99	9.38	31.60	264.03	1581.77	1581.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60
	Bus2	2.54	2.61	4.05	23.33	144.81	377.47	377.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
	Bus7	2.54	2.61	4.05	23.33	144.81	377.47	377.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
	Bus8	5.97	7.53	14.74	76.75	452.67	3408.75	3408.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
Bus4	Bus2	5.97	7.53	14.74	76.75	452.67	3408.75	3408.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
	Bus8	5.97	7.53	14.74	76.75	452.67	3408.75	3408.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
	Bus5	5.71	5.99	9.38	31.60	264.03	1581.77	1581.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60
	Bus9	5.71	5.99	9.38	31.60	264.03	1581.77	1581.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60
Bus5	Bus9	5.71	5.99	9.38	31.60	264.03	1581.77	1581.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60
	Bus2	25.87	25.91	29.03	5.05	130.46	3380.00	3380.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.05	5.05
	Bus3	63.46	65.17	101.52	23.33	144.81	9456.85	9456.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.33	23.33
	Bus8	149.35	188.26	368.56	76.75	452.67	85218.65	85218.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
Bus6	Bus8	149.35	188.26	368.56	76.75	452.67	85218.65	85218.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	76.75	76.75
	Bus5	142.81	149.77	234.46	31.60	264.03	39544.30	39544.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.60	31.60

4.2.3 Bentuk gelombang



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BIODATA PENULIS



Kevin Razak Alfian, merupakan anak pertama dari empat bersaudara dari orang tua Ahmad Taofiq dan Siti Masyuni. Dilahirkan pada 16 Juni 1995 di Jepara. Mengawali jenjang pendidikan di SD N 1 Krasak, SMP N 1 Pecangaan, dan SMA N 1 Jepara. Kemudian melanjutkan pendidikan di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Di perguruan tinggi tersebut, aktif di Lembaga Dakwah Kampus Jamaah Masjid Manarul Ilmi ITS pada lini Dana dan Usaha di tahun kedua.

Kemudian di tahun ketiga di Lembaga Dakwah Jurusan Kalam Elektro ITS pada departemen Muamalah. Serta melaksanakan Kerja Praktek di Petrokimia Gresik pada Departemen Pemeliharaan 1.

Semoga dengan penulisan tugas akhir ini mampu memberikan kontribusi positif bagi dunia pendidikan. Akhir kata diucapkan rasa syukur atas terselesaikannya tugas akhir dengan judul “Analisis Harmonisa pada Sistem *AC-DC Hybrid Microgrid* Menggunakan ETAP”.